



Universidade Nova de Lisboa
Faculdade de Ciências e Tecnologia

Departamento de Engenharia Electrotécnica

Protecção de um Transformador de Potência Permitindo Transitórios devido à Saturação

Paulo Alexandre Claro Pimenta Nogueira

Aluno Nº 22403

Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e
Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa para Obtenção
do grau de Mestre em **Engenharia Electrotécnica e
Computadores**

Orientador: Professor Doutor Mário Ventim Neves

Orientador Externo à Instituição: Engenheiro Rui Dias Jorge

LISBOA

2010

Agradecimentos

A concretização da presente tese de investigação não teria sido possível sem a ajuda de algumas pessoas, a quem o autor gostaria de agradecer.

Ao Engenheiro Rui Dias Jorge, pela excelente oportunidade de poder aplicar e apreender novos conceitos, pela atenção dispensada, apoio e amizade a todos os momentos.

Ao Professor Mário Ventim Neves pelo voto de confiança dado, quer ao longo dos anos académicos, quer nesta ultima fase.

Aos amigos e colegas, Ângelo Lopes, Pedro Bica, Pedro Pereira, Rute Silva, Rui Pedro entre outros, pela amizade e apoio valioso.

Ao grupo de trabalho da EFACEC, por todos apoiarem e incentivarem todo o trabalho levado a concretizar esta.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores, que de algum modo colaboram durante a permanência nesta faculdade.

Aos meus pais, Jorge Manuel Gonçalves Nogueira e Maria Elisa Claro Pimenta Nogueira e irmão António Jorge Claro Pimenta Nogueira pelo apoio e carinho dado.

A minha Esposa Cheila Isabel dos Santos Custodio, pela presença, compreensão, companheirismo incentivo e amor que me deu durante todo o tempo que esta tese levou a elaborar.

Resumo

A presente tese tem a finalidade de, dar a conhecer uma nova função algorítmica capaz de diferenciar correntes de magnetização de defeitos à terra.

Para o seu desenvolvimento foi fulcral simular o funcionamento de uma típica subestação de rede de transporte de energia. Para este efeito aplicou-se o software ATPDraw.

Os resultados das simulações efectuadas, possibilitaram através do software MatLab analisar o comportamento dos algoritmos em estudados. A divergência da nova função algorítmica comparada com os algoritmos tradicionais advém da forma como é analisado o sinal de entrada. Desta forma foi-lhe assim atribuído o nome, “Forma de Onda”, pelo facto de analisar o sinal de entrada através da forma de onda, como o próprio nome menciona.

Tendo por objectivos fundamentais, a precisão e a rapidez no momento de distinguir se a função algorítmica deve ou não actuar, realizou-se a comparação com a função algorítmica mais usual: 2º Harmónica e 5º Harmónica. Fez-se igualmente a comparação com outras funções (2º Harmónica; 2º Harmónica + DC; 2º Harmónica + 5º Harmónica + DC) de forma a obter uma maior variabilidade de resultados e consequentes comparações.

A metodologia utilizada e o esquema prático adoptado possibilitaram, presenciar que a função algorítmica:

- 1) “Forma de Onda”, é precise e eficaz mesmo na ocorrência de defeitos resistivos;
- 2) “2º Harmónica + 5º Harmónica + DC” obteve resultados semelhantes à função em estudo;
- 3) “2º Harmónica” obteve os resultados menos eficazes.

Palavras-Chave: Transformador de Potência, Transformador de Corrente, Correntes de Magnetização, Corrente Diferencial, Defeito à terra, Defeito entre fases, Relê digital, Função Algorítmica.

Abstract

This thesis, has the aim to create an algorithmic function, recognizing the magnetization current that are generated in the power transformer, through the generated waves.

For its development, was necessary to simulate the operation of a typical substation network of energy transport. For this purpose we applied the software ATPDraw.

The results of the simulations through MatLab software, enable to analyze the behavior of the algorithms studied. The divergence of new algorithmic function compared with traditional algorithms, come from how we analyze the input signal. Thus, the name was, "Waveform", because it analyzes the input signal through the waveform.

To know if the results obtained by the algorithmic function "Waveform" was reliable and credible (for a possible application in digital differential protection of the company that requested the study), there was a comparison with the usual algorithm: 2nd Harmonic + 5th Harmonic. There was also a comparison with other algorithms (2nd harmonic, 2nd harmonic and DC, 2nd Harmonic + 5th Harmonic + DC) to greater variability of results and subsequent comparisons.

The methodology and the practical scheme adopted, shows that the algorithmic function:

- 1) "Waveform" is precise and effective even in the presence of resistive defects;
- 2) "2nd Harmonic 5 Harmonic DC" returned results similar to the function under study;
- 3) "2nd Harmonic" returned the results less effective.

Keywords: Power Transformer, Current Transformer, Magnetizing Current, Differential Current, Ground Fault, Faults Between Phases, Differential Protection, Algorithms Function.

Lista de Símbolos

I_{dif}	Corrente Diferencial
i_1	Corrente no primário do transformador de potência vista no secundário do transformador de corrente
i_2	Corrente no secundário do transformador de potência vista no secundário do transformador de corrente
n_1	Número de espiras no primário do transformador de corrente
n_2	Número de espiras no secundário do transformador de corrente
U_{1N}	Tensão nominal no enrolamento do primário do transformador de potência
U_{2N}	Tensão nominal no enrolamento do secundário do transformador de potência
i'_1	Corrente no primário do transformador de potência vista no secundário do transformador de corrente depois da compensação em amplitude e fase das correntes
i'_2	Corrente no secundário do transformador de potência vista no secundário do transformador de corrente depois da compensação em amplitude e fase das correntes
C	Constante
T	Período (Unidade: Segundo)
f	Frequência (Unidade: Hz)
Δt	Intervalo de tempo (Unidade: Segundo)
Δt	Intervalo de tempo de cada amostra (Unidade: Segundo)
N	Número de amostras
c_1	Declive
a_1	Valor da amplitude da amostra na posição um (1)

**“PROTECÇÃO DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA
PERMITINDO TRANSITÓRIOS DEVIDO À SATURAÇÃO”**

a_2	Valor da amplitude da amostra na posição dois (2)
t_1	Valor do tempo da amostra na posição um (1)
t_2	Valor do tempo da amostra na posição dois (2)
$p_{2^{\text{ª}}h}$	Percentagem de restrição da segunda harmónica
$p_{5^{\text{ª}}h}$	Percentagem de restrição da quinta harmónica
$I_{dif.DC}$	Corrente diferencial da componente DC
$I_{dif.2^{\text{ª}}h}$	Corrente diferencial da segunda harmónica
$I_{dif.5^{\text{ª}}h}$	Corrente diferencial da quinta harmónica
K	Constante
I_1	Corrente no primário
t	Tempo
R	Resistência

Abreviaturas e Siglas

TP	Transformador de Potência
TC	Transformador de Corrente
TPU	Unidade de Protecção para Transformador
ATP	Alternative Transients Program
EMTP	Electromagnetic Transients Program
DC	Corrente Continua
REN	Rede Eléctrica Nacional
AC	Corrente Alterna
FFT	Transformada de Furrier
C.C.	Curto Circuito
2ªH	Segunda Harmónica
5ªH	Segunda Harmónica

Índice de Figuras

Fig. 1.1 – Representação do caminho da electricidade desde a sua produção até ao consumidor	1
Fig. 1.2 – Unidade de Protecção para Transformador (TPU)	2
Fig. 2.1 – Típico diagrama de conexão da protecção diferencial	5
Fig. 2.2 – Esquema de Steinmetz da conexão da protecção diferencial	6
Fig. 2.3 – Amortecimento gradual do regime livre de ligação do transformador de potência de potência por efeito da resistência existente no enrolamento do seu primário.	11
Fig. 2.4 – Corrente de Magnetização de uma das Simulações Efectuadas	12
Fig. 3.1 – Subestação da REN	17
Fig. 3.2 – Ferramentas Utilizadas no ATPDraw	19
Fig. 3.3 – Ferramentas Utilizadas no ATPDraw para Energização do TP	19
Fig. 3.4 – Resultado da Aplicação da Rotina “Saturation” no ATPDraw	19
Fig. 3.5 – Ferramentas Utilizadas no ATPDraw para Simulação dos TC’s	20
Fig. 3.6 – Pormenor das Ligações dos Enrolamentos no Modelo TRAYD	20
Fig. 3.7 – Valores Processados pelo Vector Gerado pelo ATPDraw	22
Fig. 3.8 – Inserção de Valores no Vector janela_x do Software MatLab	23
Fig. 3.9 – Vector Janela_x ao Longo do Tempo	23
Fig. 3.10 – Vector Janela_x ao Longo do Tempo ao Ocorrer um Curto-Circuito	24
Fig. 3.11 – Valor da Amplitude Máxima e Percentagem de Variação de Amplitude	25
Fig. 3.12 – Tamanho do Vector Usado no Cálculo do Declive	26
Fig. 3.13 – Método dos Mínimos Quadrados	27

Fig. 3.14 – Método dos Mínimos Quadrados em Termos de Matriz	27
Fig. 3.15 – Tamanho do Vector Declive	28
Fig. 3.16 – Um Intervalo de Tempo Δt Inferior a um Quarto (1/4) de Ciclo	29
Fig. 3.17 – Corrente de Magnetização da Fase A com instante de ligação aos 0,06s	30
Fig. 3.18 – Exemplo de correntes comportando harmónica, e decomposição da corrente global nas suas componentes harmónicas de ordem 1 (fundamental), 3, 5.	31
Fig. 3.19 – Posições do Vector dado pela Transformada de Fourier	32
Fig. 3.20 – Posições do Vector dado pela Transformada de Fourier	34
Fig. 3.21 – Posições do Vector dado Pela Transformada de Fourier	35
Fig. 3.22 – Menu Principal do Software MatLab	37
Fig. 3.23 – Segundo Menu do Software MatLab	38
Fig. 3.24 – ToolBar do software MatLab	39
Fig. 3.25 – Terceiro Menu do Software MatLab	39
Fig. 3.26 – Funcionamento dos Menus do Software Matlab	46
Fig. 5.1 – Esquema de simulação realizada no software ATPDraw. Ligação do TP no instante $t=0,003s$. Curto-circuito na Fase A em $t=0,0003s$ e Resistência = 100Ω	57

Índice de Quadros

Quadro 1 – Conteúdo harmónico das correntes de magnetização	13
Quadro 2 – Conteúdo harmónico da corrente de magnetização durante a sobreexcitação do banco de transformadores	14
Quadro 3 – Ferramentas, do ATPDraw	18
Quadro 4 – Resumo das figuras apresentadas em relação ao algoritmo “Forma de Onda”	49
Quadro 5 – Resumo das figuras apresentadas em relação ao algoritmo “Segunda Harmónica”	50
Quadro 6 – Resumo das figuras apresentadas em relação ao algoritmo “Segunda Harmónica mais componente DC”	52
Quadro 7 – Resumo das figuras apresentadas em relação ao algoritmo “Segunda e Quinta Harmónica”	54
Quadro 8 – Resumo das figuras apresentadas em relação ao algoritmo “Segunda mais Quinta Harmónica e componente DC”	56
Quadro 9 – Resumo dos Resultados Obtidos nas diversas Simulações para as Funções Algorítmicas Estudadas	58

Apêndices

Apêndice A - Função “Saturation”

Apêndice B - Simulações Efectuadas

Anexos

Anexo A - Tabelas de Compensação

Anexo B - Unidade Terminal de Protecção e Controlo de Transformadores (TPU TD420)

Anexo C - Dados do Transformador de Potência

- Dados dos Transformadores de Corrente

Índice Geral

Capítulo I. Introdução	1
Capítulo II. Fundamentos Teóricos	5
2.1. Corrente Diferencial	6
2.2. Compensação em Amplitude e Fase de Correntes	8
2.3. Correntes de Magnetização	9
2.4. Sobreexcitação do transformador.....	13
Capítulo III. Metodologia	16
3.1. Sustentação dos Algoritmos.....	16
3.1.1. Software ATPDraw.....	16
3.1.2. Software WPL42MAT	16
3.1.3. Software MatLab	16
3.2. Implementação Prática	17
3.2.1. Dimensionamento do Sistema	18
3.3. Implementação das Funções Algorítmicas	21
3.3.1. Função algorítmica “Forma de Onda”	25
3.3.2. Transformada de Fourier	30
3.3.3. Função Algorítmica Segunda Harmónica	31
3.3.4. Função Algorítmica Segunda Harmónica e Componente DC	33
3.3.5. Função Algorítmica Segunda e Quinta Harmónica	35
3.3.6. Função Algorítmica Segunda Mais Quinta Harmónica e Componente DC	36
3.4. Ligação do Software com o Utilizador	37
Capítulo IV. Apresentação dos Resultados.....	48
4.1. Análise de Resultados Obtidos nas Simulações	48
Capítulo V. Discussão de Resultados	57
Capítulo VI. Conclusão	61

**“PROTECÇÃO DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA
PERMITINDO TRANSITÓRIOS DEVIDO À SATURAÇÃO”**

Capítulo VII. Outros Métodos possíveis de Aplicar nas Protecções dos Transformadores de Potência.....	63
Bibliografia.....	65

Capítulo I. Introdução

Neste Capítulo, é efectuado uma introdução aos fundamentos que motivaram, o desenvolvimento da presente tese.

As subestações são um ponto de passagem obrigatório da energia produzida nos geradores das centrais eléctricas.

De facto, uma subestação é um ponto ou nó da rede usado para transmitir e distribuir energia eléctrica, controlando qualquer falha existente no sistema de transmissão. Os TP's (transformando de potência) por sua vez modificam os níveis de tensão conforme as suas características (redutores ou elevadores dos valores de tensão) restituindo novamente a energia eléctrica para as linhas de transmissão.

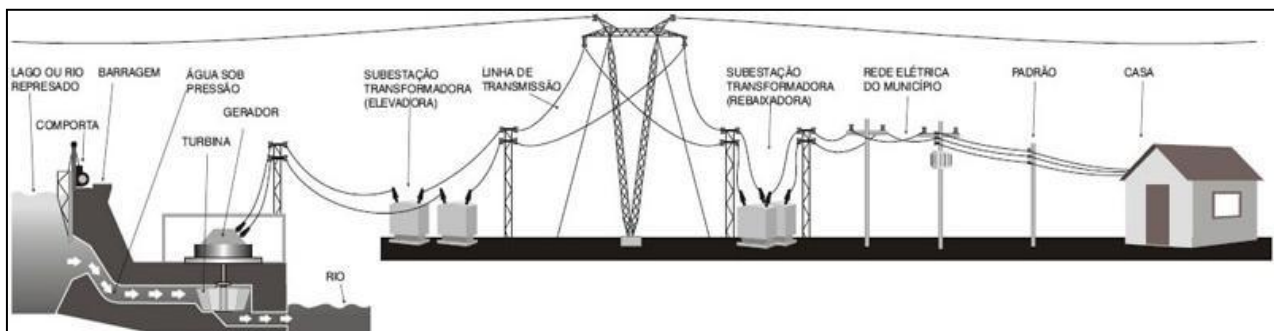


Fig. 1.1 – Representação do percurso da energia produzida numa central hidroelétrica.
Fonte: www.arteche.es

Uma das típicas características dos TP's é a ocorrência de correntes transitórias, originadas pela energização dos seus enrolamentos. No entanto, certos tipos de manobras operacionais nos TP's podem causar o aparecimento de correntes diferenciadas. Estas correntes por sua vez, originam, indesejavelmente, a actuação inadequada dos relês de protecção das subestações. De forma a se poder distinguir entre a actuação ou não do relê de protecção, citam-se algumas das situações que serão estudadas posteriormente:

- Correntes de magnetização durante a energização do TP;

- Sobreexcitação do TP;
- Corrente de magnetização em decorrência da remoção de defeito próxima ao TP;
- Saturação dos TC's devido às altas correntes que o percorrem.

Tendo em conta que vários são os modelos adoptados para as protecções dos sistemas, a protecção individualizada de cada transformador é a mais utilizada nos dias de hoje.

O desenvolvimento da presente dissertação, parte de uma proposta efectuada por uma empresa ligada entre outras áreas, ao ramo de energia com a vertente de automação e controlo, com o objectivo de aplicar novos conceitos ao seu sistema de protecção diferencial digital.

Como exemplo de uma relê de protecção diferencial digital, podemos observar na Fig. 1.2 uma *Unidade de Protecção para Transformador (TPU)* da empresa *Efacec*.

Entre outras funcionalidades, a presente unidade tem a possibilidade de proteger o TP de qualquer defeito que possa ocorrer dentro da área para a qual foi configurada.

A função algorítmica implementada para realizar esta tarefa tem por base, não actuar, na não ocorrência de qualquer anomalia no sistema. Em caso de defeito, o algoritmo desbloqueia, enviando uma ordem sobre o relê de protecção.



Fig. 1.2 - Unidade de Protecção para Transformador (TPU)
Fonte: www.efacec.pt

Conforme apurado ao longo da literatura consultada, existem diversas possibilidades de implementar diferentes algoritmos, de forma a efectuar a protecção diferencial.

Na generalidade, os algoritmos usados baseiam-se na análise de Fourier, e tentam usar uma decomposição harmónica feita numericamente para detectar a presença de harmónicas que indiquem estar-se perante correntes de magnetização e não de correntes de sobrecarga ou de curto circuito.

Neste trabalho, o desempenho de diversos algoritmos baseados nas harmónicas foi comparada. Além disso, foi desenvolvido outro algoritmo, que se julga inovador, que

tenta distinguir as correntes de magnetização pela sua forma de onda no tempo, sem recorrer à análise harmónica. Este novo algoritmo foi também ensaiado e o seu desempenho foi vantajosamente comparado com os outros. À função algorítmico que realiza esta análise foi atribuído a designação “Forma de Onda”, e será explicado mais adiante no Capítulo III.

Tendo como perspectiva uma base credível, que leve a conceber se esta será ou não uma boa opção a implementar na TPU que a empresa *EFACEC* poderá lançar num futuro próximo, foram reproduzidos no estudo, mais quatro funções algorítmicas com o intuito de comparar resultados (tempo de actuação do relê, casos em que o relê não actuou, entre outros).

Das funções algorítmicas seleccionadas para esta comparação, uma é comumente encontrado nos relês de protecção de hoje em dia – o algoritmo “2ª e 5ª Harmónica”, (utilizado igualmente na TPU na Fig.1.2). Os restantes três algoritmos, “2ª Harmónica”, “2ª Harmónica e Componente DC” e “2ª mais 5ª Harmónica e Componente DC” foram distinguidos por serem os mais explorados segundo a pesquisa bibliográfica.

Desta forma e, em detrimento das restantes funções, o algoritmo “Forma de Onda” terá de ser rápido e preciso no reconhecimento de ocorrência de defeitos, isto é, terá de sinalizar o defeito no mais curto espaço de tempo, sendo que na ocorrência de simples correntes de magnetização este não poderá actuar.

Estas simulações foram efectuadas através do software ATPDraw (Alternative Transients Program Draw), assim como o comportamento do TP e o seu sistema a montante. Apesar da complexidade dos modelos seleccionáveis pelo software ATPDraw, foi fulcral a sua utilização de forma a obter resultados credíveis.

No entanto, antes da sua aplicação, foi necessário estudar com precisão certos conceitos, para deslindar os resultados e compreender as diferenças entre os vários algoritmos.

Neste contexto, após diversa bibliografia consultada, incidiu-se sobre:

- Corrente Diferencial
- Compensação em Amplitude e Fase de Correntes
- Corrente de Magnetização
- Sobreexcitação do transformador

A presente dissertação está organizada por capítulos, de forma a facilitar e orientar a leitura da mesma:

- **Capítulo II – FUNDAMENTOS TEÓRICOS** – Abordagem à temática da Corrente Diferencial, Compensação em Amplitude e Fase de Correntes e Correntes de Magnetização;

- **Capítulo III – METODOLOGIA** – Apresentação de todos os métodos utilizados, para o desenvolvimento do algoritmo “Forma de Onda” e reprodução dos restantes nas mesmas condições de estudo;

- **Capítulo IV – APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS** – Apresentação dos resultados obtidos pelas simulações para cada algoritmo;

- **Capítulo V – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS** – Comparação dos resultados dos algoritmos em estudo;

- **Capítulo VI – CONCLUSÕES FINAIS** – Conclusões dos resultados dos algoritmos em estudo.

Capítulo II. Fundamentos Teóricos

Neste Capítulo, realiza-se uma abordagem à temática dos conceitos estudados, de forma a podermos entender a formulação da função algorítmica “Forma de Onda”.

Devido às diversas condições de defeito a que os TP's estão permanentemente sujeitos, vários foram os métodos desenvolvidos ao longo dos tempos e aperfeiçoados no que concerne para a sua protecção.

Como verificado no *Capítulo I*, o relê diferencial é uma protecção digital, unitária, sensível apenas a defeitos na sua zona de protecção, que compreende: o TP propriamente dito, a porção de barramento e cabos entre este e os TC's (Transformadores de Corrente).

Na Fig. 2.1, pode-se observar um diagrama de conexão da protecção diferencial.

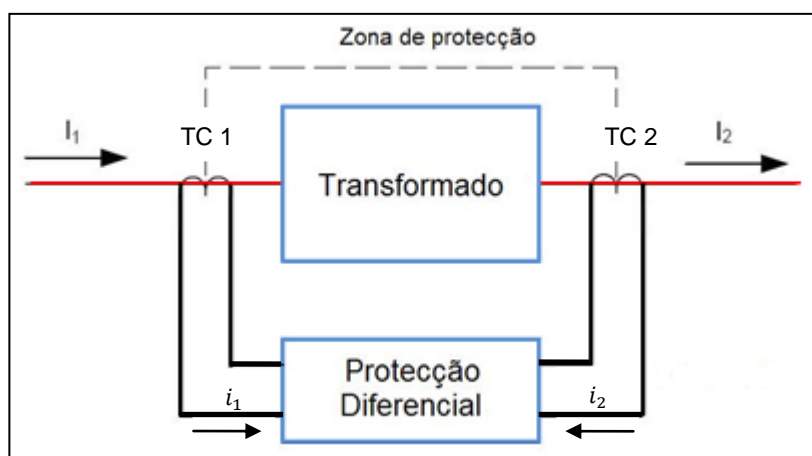


Fig. 2.1 – Diagrama típico de conexão da protecção diferencial
Fonte: “A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection- Part-I”

Tem-se então que, enquanto o TP se encontra ligado ao sistema eléctrico de potência, as formas de onda da corrente no primário e secundário são constantemente monitorizadas. Para a aquisição destas grandezas eléctricas, são utilizados os TC's acoplados em série. Assim, as correntes registadas têm um formato semelhante das correntes que passam no TP, mas com uma relação de transformação característica.

Estes, são os sinais analisados pelas funções algorítmicas em estudo. Transmitindo a informação fulcral para o relê de protecção.

O esquema de protecção diferencial percentual, apresentado pela literatura consultada (PHADKE e THORP, 1988; COURY, 2004) é equivalente à da figura 2.1.

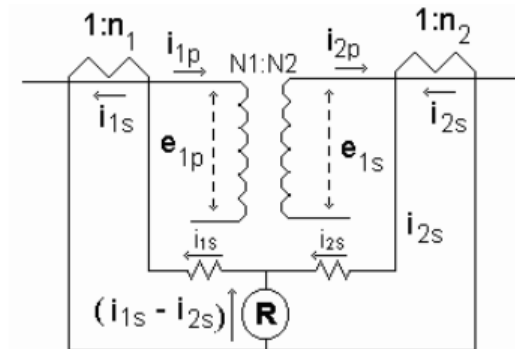


Fig. 2.2 – Esquema de Steinmetz da conexão da protecção diferencial
Fonte: “Corry, 2004”

Este esquema possibilita a visualização da relação de transformação entre o primário e o secundário do TP, $N_1 : N_2$, bem como a relação de transformação dos TC's $n_1 : n_2$.

2.1. Corrente Diferencial

O comparativo entre a corrente à entrada (primário) e saída (secundário) do sistema a proteger, dá origem a uma corrente que tem a designação de *corrente diferencial*. Em condições normais de funcionamento e em caso de defeitos externos, esta corrente será dada por:

$$I_{dif} = i_1 - i_2 \approx 0 \quad (1)$$

Isto quer dizer que, olhando para a figura 2.2, as correntes i_{1s} e i_{2s} (correntes do secundário dos TC's) são iguais, desde que, $\frac{N_1}{N_2} = \frac{n_2}{n_1}$.

Na realidade, diversas fontes de erro motivam com que I_{dif} (Corrente Diferencial) não seja igual a zero, nomeadamente:

¹ $i_{1s} = i_1$ e $i_{2s} = i_2$

- O desajuste das correntes do primário e secundário devido à compensação imperfeita em amplitude e fase destas;
- A possibilidade de circulação da componente homopolar de corrente em apenas alguns dos enrolamentos do transformador, em particular para defeitos à terra externos;
- A corrente de magnetização do transformador em vazio ou em situação normal de funcionamento em carga;
- Os erros de medida dos TC's (Transformadores de Corrente) e da própria unidade de protecção e, em particular, o efeito da regulação de tensão em carga, para situações normais de funcionamento;
- A saturação transitória de alguns dos TC's para defeitos externos ao transformador de grande potência;
- A corrente de magnetização transitória devida à ligação do transformador em vazio, ou à ligação de um transformador ligado em paralelo;
- O aumento da corrente de magnetização em situação estacionária por sobreexcitação do núcleo ferromagnético do transformador, seja pela operação deste com tensões elevadas, seja pela diminuição do valor da frequência.

Na ocorrência de defeitos internos, a diferença entre as correntes torna-se significativa, sensibilizando o relê de protecção diferencial:

$$I_{dif} = i_1 - i_2 \neq 0 \quad (2)$$

Olhando novamente para a figura 2.2, o que verdadeiramente sucede é que, a corrente I_{dif} torna-se significativa, sensibilizando o elemento “**R**”. Desta lógica, a corrente I_{dif} poderá ser utilizada como medida para a corrente de defeito.

Esta diferença implica que as correntes que passam nos secundários dos TC's têm valores de amplitudes diferentes, sensibilizando a função da *Protecção Diferencial*, conduzindo esta a enviar um comando ao relê de protecção de forma a ²desconectar o TP da rede.

2.2. Compensação em Amplitude e Fase de Correntes

Como é sabido, num TP (Transformador de Potência), a tensão do primário terá que ser obrigatoriamente diferente do seu secundário, dando assim origem a uma relação de transformação. Esta relação de transformação origina uma diferença nas amplitudes das correntes dos diversos enrolamentos.

De um modo geral, os TC's que são instalados (no primário e secundário do TP) permitem uma compensação aproximada para a relação de transformação. No entanto, dado que só existem no mercado TC's com determinados valores nominais, esse ajuste poderá conter defeitos.

Por outro lado, o transformador que está a ser protegido poderá introduzir uma desfasagem adicional indesejada entre as correntes do primário e secundário, dependente da forma de ligação dos seus ³enrolamentos.

Independente de qualquer das situações (supracitadas) que ocorra, irá sempre conduzir à existência de uma falsa corrente de desequilíbrio, que poderá afectar a operação da função da *Protecção Diferencial* caso não sejam tomadas as devidas precauções. Antes da modernização das subestações, estas ⁴compensações eram realizadas por TC's: Assim, estas além de conferirem auxílio ao sistema, diminuiram também o número de TC's no sistema.

A compensação em amplitude das relações de transformação do TP e dos TC's é concebida através da redução da amplitude das correntes do secundário aos respectivos valores quando vistos do primário, ou seja:

² Este apenas irá actuar, isto é, desligar o TP, no caso de essa corrente sensibilizar a função onde o algoritmo está implementado.

³ Destacando as mais comuns: Estrela-Triângulo (Yd), Triângulo-Estrela (Dy), Estrela-Estrela (Yy), Triângulo-Triângulo (Dd).

⁴ Se o TP (Transformador de Potência) tivesse ligação Yd (Estrela-Triângulo), os TC's (Transformadores de Corrente) seriam do tipo de ligação, d (Triângulo) no primário do TP e tipo e y (Estrela) no lado do secundário.

$$i'_2 = \frac{n_2}{n_1} \times \frac{U_{2N}}{U_{1N}} \times i_2 = C_2 \times i_2 \quad (3)$$

Nota: Ver Siglas e Abreviaturas

O que quer dizer que:

$$i_{dif} = i'_1 - i'_2 \neq 0 \quad (4)$$

i'_1 e i'_2 são as correntes no primário e secundário do TC após efectuar:

- O ajuste das amplitudes das correntes dos vários enrolamentos;
- A compensação em fase do grupo de ligação do transformador;
- A eliminação da componente homopolar em todos os casos em que esta possa existir, para evitar a actuação do relé para defeitos à terra externos.

Para a eliminação da componente homopolar encontra-se no Anexo A as tabelas utilizadas (EFACEC).

Embora o seu princípio seja bastante simples existem na realidade, alguns casos que fazem com que esta protecção actue inoportunamente como é o caso das correntes de magnetização.

2.3. Correntes de Magnetização

As correntes de magnetização ocorrem no transformador quando a polaridade e amplitude do fluxo residual não coincidem com a polaridade e amplitude do fluxo no preciso momento.

A energização de um transformador é uma causa típica de uma corrente de magnetização.

Para equacionarmos esta situação, será necessário aplicar no primário do TP uma tensão sinusoidal, deixando o seu secundário aberto, isto é, sem carga:

$$v_1 = r_1 \times i_1 + l_1 \times \frac{di_0}{dt} + N_1 \times \frac{d\phi}{dt} \quad (5)$$

Sendo:

$r_1 \times i_1$ queda de tensão na resistência do primário;

$l_1 \times \frac{di_0}{dt}$ queda de tensão devido ao fluxo do enrolamento primário ;

$N_1 \times \frac{d\phi}{dt}$ força electromotriz induzida no primário.

Para a resolução desta equação diferencial é necessário compreender a relação entre o fluxo ϕ e a corrente em vazio i_0 , evidenciando esta, a relação não linear entre o ciclo de histerese.

Considerando que os dois primeiros termos da equação ($r_1 \times i_1$) poderão ser desprezados, devido a ser uma constante (correspondendo ao regime livre), e admitindo que no instante inicial do processo de energização, a tensão da fonte passa por um valor $V_{1m} \times \sin \alpha$, em que α é um ângulo qualquer cujo propósito é definir o valor da tensão da fonte no instante $t = 0$ tem-se que:

$$v_1 = V_{1m} \times \sin(\omega t + \alpha) = N_1 \times \frac{d\phi}{dt} \quad (6)$$

Sendo:

V_{1m} tensão no instante de energização ($t=0$);

α ângulo que define o valor da tensão.

Integrando a equação (6) tem-se:

$$\phi = \phi_0 + \phi_m \times \cos(\alpha) - \phi_m \times \cos(\omega t + \alpha) \quad (7)$$

Sendo:

ϕ_0 fluxo residual no instante $t=0$;

ϕ_m fluxo na energização.

Nos casos práticos, a parcela $\phi_0 + \phi_m \times \cos(\alpha)$ sofre um amortecimento, ficando apenas a parcela $\phi_m \times \cos(\omega t + \alpha)$ após o transitório da energização terminar. Assim, a parcela supracitada representará apenas o fluxo do núcleo.

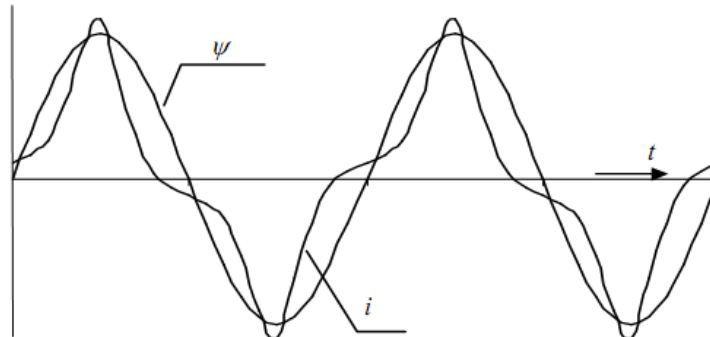


Fig. 2.3 – Amortecimento gradual do regime livre de ligação do transformador de potência por efeito da resistência existente no enrolamento do seu primário

Fonte: FCT/UNL, departamento de Engenharia Electrotécnica. Prof. Mário Ventim Neves. Trabalho nº3. 1ªParte: Ensaio em vazio

No entanto, qualquer transitório no circuito poderá propiciar com que essas correntes despoletem. Um outro caso típico destas correntes, é a ligação de um novo transformador em paralelo com um outro em serviço.

A amplitude e a forma de onda destas correntes dependem de múltiplos factores, como o tempo de ligação do transformador que é quase impossível de prever.

Após a realização do estudo prévio, chegou-se à conclusão que as principais características das correntes de magnetização seriam:

- Geralmente offset DC (Componente Contínua), poucas harmónicas ou mesmo nenhuma;
- Tipicamente compostas por pulsos unipolares ou bipolares, separados por intervalos de corrente muito baixos;
- Os valores de pico da corrente de magnetização bipolar decrescem lentamente. Tipicamente a constante de tempo é muito maior do que a queda da exponencial de offset DC das correntes de defeito;
- A segunda harmónica começa com valores baixos aumentando conforme a corrente de magnetização decresce.

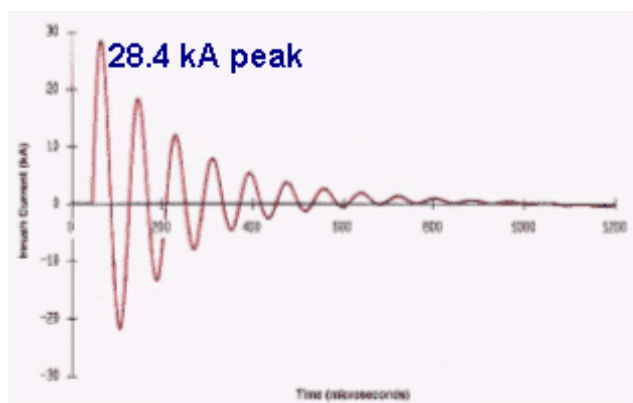


Fig. 2.4 – Corrente de Magnetização de uma das Simulações Efectuadas
Fonte: www.Wikimedia.pt

Como facto, temos que durante a energização, o TP encontra-se em vazio, isto é, o seu secundário encontra-se desligado do sistema. Assim a corrente do seu secundário será nula ao contrário do seu primário que será elevada devido à energização. Por esta razão a protecção poderá actuar, causando uma indevida operação. Este efeito transitório poderá permanecer durante vários segundos até que a condição de regime permanente se encontre (Fig. 2.4).

De conhecimento, tem-se que a corrente de magnetização é rica em componentes harmónicas de 2ª ordem, alcançando típicos valores acima dos 16% da sua componente fundamental, conseguindo atingir em casos excepcionais os 70% da mesma (PIHLER et. al., 1997 ; KOLLA, 1995). No caso de um real defeito, a menos de uma possível descida da componente DC, as componentes harmónicas estarão limitadas à frequência do sistema (60Hz). Assim, as formas de onda da corrente diferencial podem ser analisadas pelo conteúdo presente das harmónicas, valendo-se da sua magnitude em relação à fundamental para restringir o disparo do relé nas situações magnéticas (KOLLA e GEDEON, 1995).

Conforme a tabela que será apresentada será possível confirmar a forte presença da componente da 2ª harmónica nas correntes de magnetização:

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS				
Componentes	66kV 12MVA	275kV 150MVA	275kV, 50MVA 2 bancos em paralelo	500kV, 1000MVA 2 bancos em paralelo
	(%)	(%)	(%)	(%)
Fundamental	100	100	100	100
Corr. Contínua	62	100	100	97,1
2ª	60	30,4	33,1	78
3ª	9,4	9,6	18,2	31
4ª	5,4	1,6	6,5	18
5ª		0,7	7,2	11,4

Quadro 1 – Conteúdo harmónico das correntes de magnetização

A separação de componentes oriundas da frequência, são normalmente efectuadas através da aplicação da Transformada de Fourier (TF). A TF apresenta-se como um recurso matemático eficiente como será visto no ponto 3.3.2.

2.4. Sobreexcitação do transformador

O fluxo de magnetização dentro do núcleo do transformador é directamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência do sistema.

As condições de sobretensão e ou subfrequência podem produzir níveis de fluxo que poderão saturar o núcleo do transformador.

$$V_{ef} = 4,44 \times n \times \phi \times f \quad (8)$$

Estas condições anormais de operação podem ser verificadas em qualquer parte do sistema de potência, expondo os equipamentos conectados a este (PUOVESAN, 1997 e GUZMÁN et. Al., 2001). Esta sobreexcitação reflecte-se nos transformadores, devido á mudanças de temperatura, aumento da corrente de excitação bem como no ruído de vibração. Devido a estes factos é de boas práticas desconectar o transformador do sistema para não causar danos de maior grau neste. Da dificuldade advinda de controlar a tolerância do transformador a sobreexcitação, existe uma condição indesejável à protecção diferencial (formula 8).

De facto, as condições de sobreexcitação ocorrem quando o transformador se encontra submetido a um valor de tensão muito superior à sua tensão nominal. Na ocorrência desta situação, há um comportamento não-linear das correntes perante a variação do fluxo. Como consequência, ocorrem distorções na 3ª e 5ª harmónica, gerando não só, um aumento nos valores de magnetização como também um aumento na corrente diferencial que percorre o relé. A tabela seguinte irá mostrar o conteúdo das harmónicas ímpares, sinal da corrente num banco de transformadores de 15kVA para uma sobretensão de 150% (GUZMÁN, et. Al., 2001). Poder-se-á desta forma verificar que a 3ª e 5ª harmónica, fornecem grandezas confiáveis na detecção de condições de sobreexcitação.

Componentes de frequência	Magnitude (Amperes Primários)	Percentagem da Fundamental
Fundamental	22,5	100,0
Terceira	11,1	49,2
Quinta	4,9	21,7
Sétima	1,8	8,1

Quadro 2 – Conteúdo harmónico da corrente de magnetização durante a sobreexcitação do banco de transformadores

Nos novos transformadores, a situação encontrada é mais grave, devido a existir a ocorrência de maiores distorções por parte do material constituinte do núcleo (LING. E BASAK, 1988).

A saturação dos TC's é um dos problemas a enfrentar pelos projectistas de sistemas de potência (SEGATTO, 2005).

No caso específico da protecção do TP, são os TC's que ficam expostos ao fenómeno de exposição da saturação dos componentes.

A função destes transformadores é de transformar as correntes oriundas do sistema de potência em correntes de baixa magnitude e fornecer isolamento galvânico entre a rede eléctrica e os relés ou outros instrumentos que se encontram conectados no seu secundário.

Os ajustes dos enrolamentos secundários dos TC's são padronizados entre 1 e 5A.

Estes valores nominais devem ser definidos pelo projectista de maneira a tolerarem as condições anormais que podem advir do sistema. Desta forma, estes são concebidos para suportar correntes de defeito e outros surtos que perdurem durante poucos segundos. Tais sinais podem atingir valores até 50 vezes a magnitude da corrente de carga nominal.

Na ocorrência de defeitos, além dos valores da corrente ferirem níveis elevados, os sinais podem também conter substanciais teores da componente DC, além da existência de fluxo remanescente no núcleo do TC, produzindo significativamente distorção na forma de onda da corrente secundária do dispositivo. Portanto, a corrente no secundário de um TC pode não apresentar precisamente a sua corrente primária caso este dispositivo sature. Assim, os relés de protecção podem operar inadequadamente devido à saturação dos TC's comprometendo a eficiência da protecção

Para o estudo dos algoritmos, foram consideradas as seguintes simulações:

- Correntes de magnetização⁵;
- Defeitos à terra ocorrido no primário do TP;
- Defeitos entre fases ocorrido no primário do TP.

⁵ Conhecidas também como Correntes de Inrush

Capítulo III. Metodologia

Este capítulo tem como intuito, apresentar os diversos métodos utilizados no sentido de desenvolver a função algorítmica de protecção do Transformador de Potência.

3.1. Sustentação dos Algoritmos

3.1.1. Software ATPDraw

O software ATPDraw é um processamento gráfico do software ATP (Alternative Transient Program) tendo sido em 1991 lançada a sua primeira versão. Este tem sido continuamente desenvolvido por várias organizações como a BPA (Bonneville Power Administration), EPRI (Electric Power Research Institute) entre outras, há mais de 20 anos.

É de extrema importância na simulação digital de transitórios electromagnéticos em sistemas de potência eléctrica, tendo como mais-valia ferramentas que possibilitam o estudo de sistemas variantes no tempo.

Contudo, apesar da grande importância na presente tese, poderá ser útil em trabalhos que poderão ser exequíveis em aulas de laboratório.

3.1.2. Software WPL42MAT

É um software de interligação entre, o software ATPDraw e o MatLab. Este cria um ficheiro com uma extensão “Mat”, fazendo com que seja possível que os resultados das simulações realizadas no software ATPDraw sejam aplicados no software MatLab.

3.1.3. Software MatLab

O software MatLab (MATrix LABoratory) foi um software desenvolvido no fim do ano de 1970 por Cleve Moler. Este é um software interactivo de alta performance voltado para o cálculo numérico, integrando, análise numérica, cálculo com matrizes,

processamento de sinal, podendo apresentar os seus resultados em gráficos de ambientes fáceis a usar.

Este é uma combinação perfeita de muitas linguagens mais como, C, Java e Basic. Com este é possível também construir uma interacção GUI de forma a ser possível criar uma boa componente de interface não gráfica.

3.2. Implementação Prática

Para desenvolver a função algorítmica “Forma de Onda”, foi necessário “recriar” uma típica subestação de uma rede de transporte (proposta pela empresa EFACEC), com a finalidade de conceber um sistema, o mais realista possível. (Ver exemplo de uma subestação na Fig.3.1)





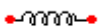


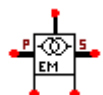

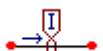

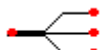
Fig. 3.1 – Subestação REN
Fonte: www.swe.siemens.com

Neste contexto, teve-se em consideração, os dados dos TC's (Transformadores de Corrente) e dos TP's (Transformadores de Potência) do Anexo C, por forma a que os resultados da simulação fossem credíveis. Para este fim foi aplicado o software ATPDraw.

3.2.1. Dimensionamento do Sistema

Para a concepção do sistema de potência, foram usadas as seguintes ferramentas do ATPDraw:

Quadro 3 – Ferramentas do ATPDraw (Fonte: ATPDraw)

Designação <i>(As designações em itálico são os nomes atribuídos pelo software ATPDraw)</i>	Simbologia
Fonte de Tensão <i>“AC.1”</i>	
Resistência	
Bobine	
Bobine <i>“NLind98”</i>	
Interruptor <i>“Switchtc”</i>	
Transformador de Potência <i>“BCTRAN3”</i>	
Transformador de Corrente <i>“Trafo_S”</i>	
Medidor de Corrente	
Medidor de Tensão	
Separador <i>“Splitter”</i>	

Conforme observado no Quadro 1, a fonte de tensão seleccionada foi a, AC.1, correspondente a uma fonte de tensão trifásica que permite a introdução da amplitude da sinusóide sem a necessidade de introduzir os ângulos de defasagem (0° , 120° , 240°).

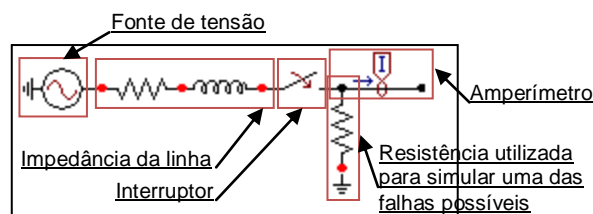


Fig. 3.2 – Ferramentas utilizadas no ATPDraw
Fonte: Simulação realizada no ATPDraw

A aplicação da resistência e bobine pode ser verificada em várias secções das simulações. Em conjunto, na simulação da impedância da linha que liga a fonte de tensão ao TP como verificado na fig. 3.2. A resistência com ligação à terra é habitual para recriar um defeito à terra.

Em relação ao modelo da bobine *NLind98*, após várias simulações com outros modelos que o ATPDraw dispõe, como por exemplo o modelo *NLind93*, foi possível apurar que, existe uma grande diferença entre os seus resultados. Para o estudo da função algorítmica em questão, segundo Prikler et al. (1998) a bobine *NLind98* deve ser a bobine, aplicada para simular a energização do TP para o modelo *BCTRAN3*. Pela fig. 3.3. pode-se observar a sua aplicação.

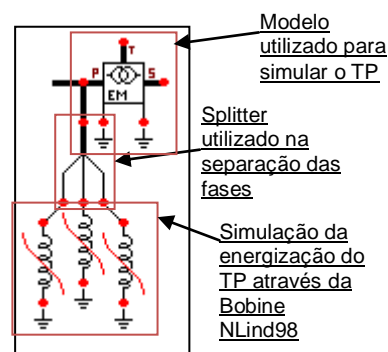


Fig. 3.3 – Ferramentas utilizadas no ATPDraw para Energização do TP
Fonte: Simulação realizada no ATPDraw

No entanto para o modelo da bobine *NLind98*, é necessário saber a curva de saturação do TP nas unidades Corrente (A) / Fluxo (Wb). Neste contexto, foi necessário aplicar a rotina “Saturation” do software ATPDraw. Esta função tem a capacidade de, converte os valores da curva de saturação em p.u. que se encontra no Anexo C para as unidades, Corrente (A) / Fluxo (Wb).

Derived saturation curve gives peak current as a function of flux :		
ROW	Current [amp]	Flux [volt-sec]
-5	-54.4729512396	-432.4517406251
-4	-14.6056496908	-399.4401573712
-3	-1.5135389571	-366.4285741174
-2	-0.5807406351	-333.4169908636
2	0.5807406351	333.4169908636
3	1.5135389571	366.4285741174
4	14.6056496908	399.4401573712
5	54.4729512396	432.4517406251
	9999	

Figura 3.4 – Resultado da aplicação da rotina “Saturation” no ATPDraw

O ficheiro completo desta rotina poderá ser visto na *Apêndice A*.

Atendendo aos vários modelos dos transformadores que o software ATPDraw nos disponibiliza, foi escolhido para o desenvolvimento da função algorítmica, o modelo *Trafo_S* para a representação dos TC's. Este modelo permite a introdução da sua saturação, o que o modelo *Trafo_I* não nos possibilita, pois corresponde a um modelo de *transformador ideal*.

Após, consulta de múltipla documentação, (CAMARENA, 1999 e FOLKERS, 1999 entre outros), foi possível entender como utilizar este modelo de transformador. Na fig. 3.5 podemos observar a simulação deste modelo no ATPDraw.

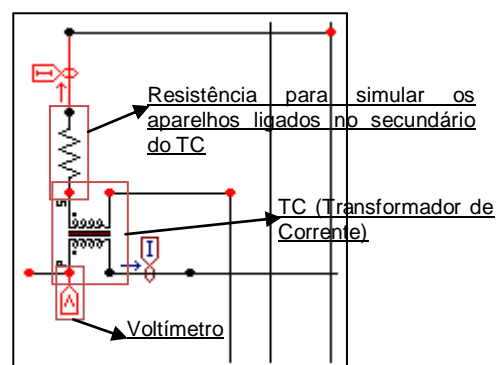


Fig. 3.5 – Ferramentas Utilizadas no ATPDraw para Simulação dos TC's
Fonte: Simulação realizada no ATPDraw

Deste modo foi seleccionado o modelo para o transformador de potência, *BCTRAN3*.

O modelo *TRAYYD* poderia ter sido igualmente uma opção, no caso de se querer simular os defeitos internos dentro dos TP's, pois este modelo possibilita a partir do modelo monofásico do transformador, modular uma configuração trifásica através da divisão dos enrolamentos e das impedâncias.

Na Fig. 3.6 pode-se observar o pormenor das ligações dos enrolamentos deste modelo. As simulações dos defeitos são assim obtidas de acordo com a percentagem a ser aplicada.

Apesar de no modelo *BCTRAN3*, tal não ser possível, este tem como vantagem em relação ao modelo *TRAYYD*, a robustez bem como a simplicidade da sua utilização, ou seja, para a realização das mesmas simulações seria necessário um grande conhecimento neste modelo como também um vasto conhecimento no programa ATPDraw.

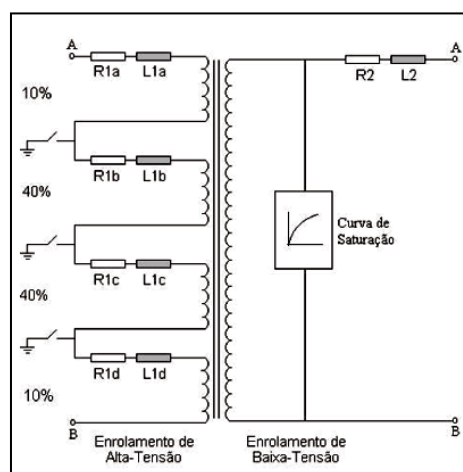


Fig. 3.6 – Pormenor das Ligações dos Enrolamentos no Modelo TRAYYD.

3.3. Implementação das Funções Algorítmicas

Tendo em conta que a nova função algorítmica “Forma de Onda” desenvolvida neste trabalho, tem por objectivo, reconhecer pela forma de onda as correntes de magnetização (correntes Inrush), foi fulcral recriar outros algoritmos (em condições de simulação iguais), como dito anteriormente, para posteriormente analisados e comparados de resultados.

Neste contexto, as simulações depois de analisadas e validadas, foram aplicadas nas funções algorítmicas:

- Forma de Onda;
- Segunda Harmónica;
- Segunda Harmónica mais a componente DC;
- Segunda e quinta Harmónica;
- Segunda mais quinta Harmónica e componente DC.

Uma das variáveis de maior importância nas simulações, foi o intervalo de tempo seleccionado. Porém, caso este intervalo fosse pequeno demais ter-se-ia mais amostras que as necessárias e caso o número de amostras fosse inferior ter-se-ia resultados errados.

As protecções digitais de hoje em dia também incluem nas suas características um intervalo de tempo, devido às limitações em termo de hardware. Deve-se ao facto do processador não ter velocidade suficiente para conseguir realizar todos os cálculos necessários de forma a indicar se o relê de protecção deve ou não actuar.

Para verificar a real eficácia das funções algorítmicas implementadas, foi definido um intervalo de tempo específico. Assim sendo, não foram utilizadas todas as amostras fornecidas pelas simulações do software ATPDraw.

Deste modo, considerou-se que:

$$T = \frac{1}{f} \quad (9)$$

$$T = \frac{1}{50} = 0.02 \text{ s}$$

Tendo sido definido que seriam necessárias 40 amostras⁶ em cada período, o intervalo de tempo específico será então de:

$$\Delta_{amostra} = \frac{0,02}{40} = 0.0005 \text{ s}$$

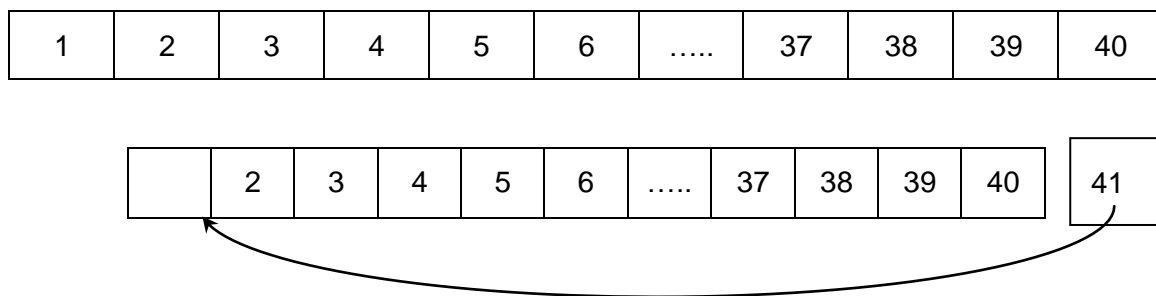
No software ATPDraw este intervalo de tempo é de 0.0001 s. Assim para cumprirmos as especificações será processada uma amostra com um espaçamento de 5×10^{-4} s, isto é:



Fig. 3.7 – Valores Processados do Vector Gerado pelo ATPDraw

Cada amostra recebida será assim inserida num vector com o nome “janela_x”⁷. Este vector tem a dimensão de quarenta (40) devido a corresponde ao número de amostras necessárias para ser obtido um período completo.

Sempre que este vector é preenchido a nova amostra irá para a posição inicial (posição um) e a seguinte amostra para a seguinte posição (posição dois) e assim sucessivamente como se pode ver na fig. 3.8.



⁶ Chegou-se ao número de 40 amostras após várias simulações no MatLab, de forma a ter um número de amostras razoável para aplicação dos algoritmos.

⁷ x corresponde a A,B,C isto é, a cada fase.

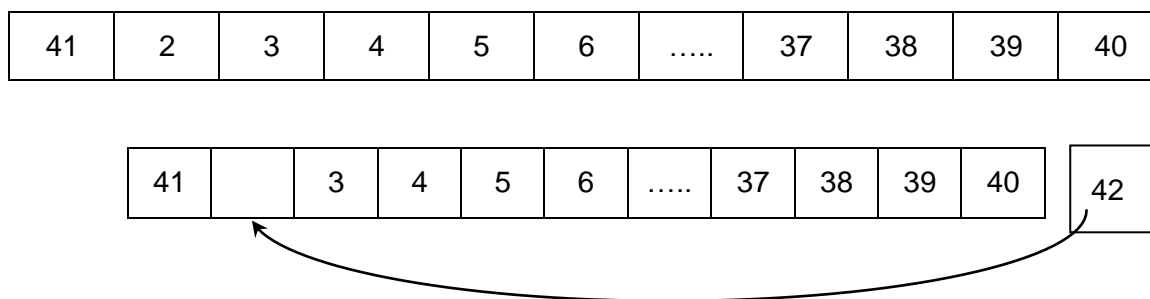


Fig. 3.8 – Inserção de Valores no Vector “janela_x” no software MatLab

Uma vez preenchido o vector, será realizada uma comparação com os novos valores que irão ocupar esse mesmo espaço, isto é, observando a fig. 3.9 o valor que se encontra na posição um (1) será comparado com o valor da posição quarenta e um (41), assim como o valor que se encontra na posição dois (2) será comparado com o novo valor que será introduzido na posição quarenta e dois (42) e assim sucessivamente.

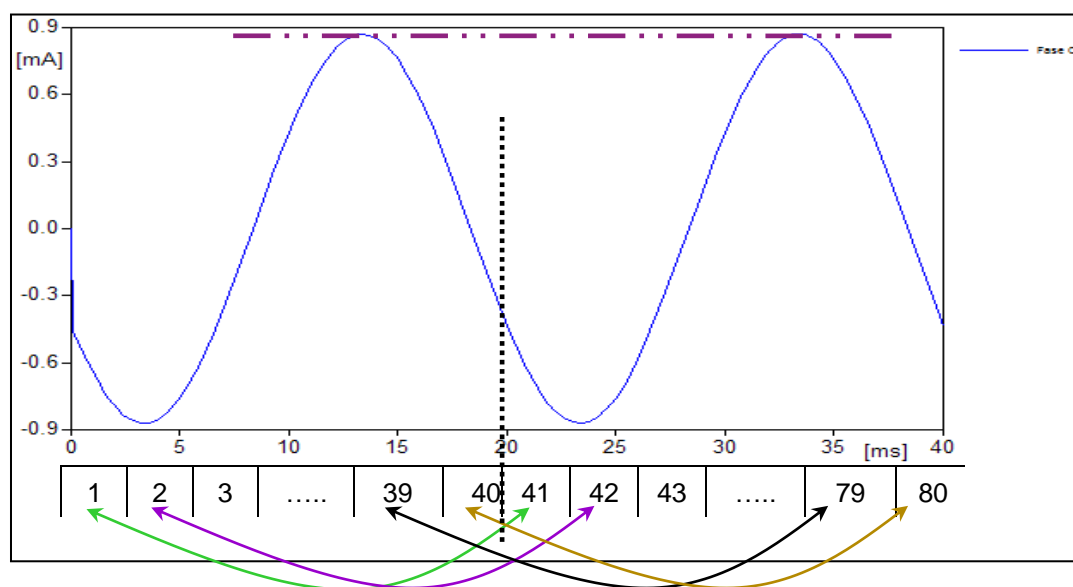


Fig. 3.9 – Vector “janela_x” ao Longo do Tempo: Valor de Corrente do Secundário do Transformador de Corrente com o Transformador de Potência em Vazio
Fonte: Simulação realizada no ATPDraw

Caso uma das comparações obtenha uma diferença significativa, o vector será reiniciado, (este processo apenas acontece uma vez em toda a simulação) pois

poderá ter ocorrido alguma situação anómala. Depois de o vector ser novamente preenchido (nas quarenta posições) a função algorítmica irá iniciar os cálculos necessários de forma a indicar se deve ou não continuar actuar.

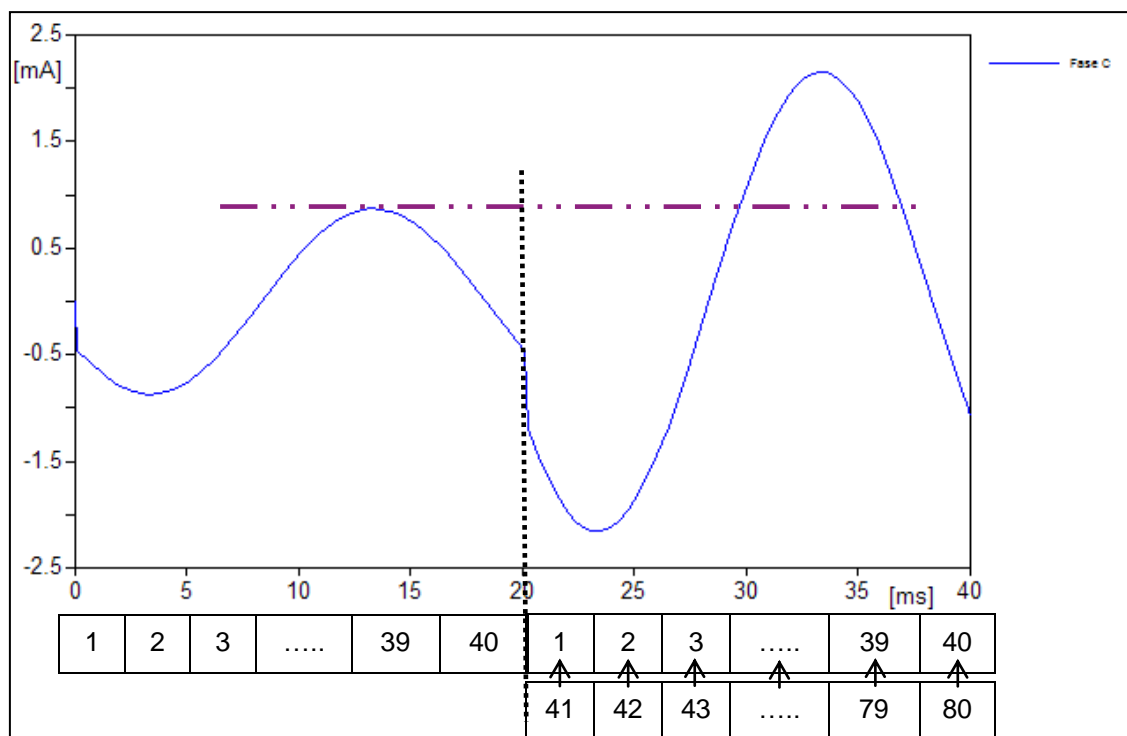


Fig. 3.10 – Vector “Janela_x” ao Longo do Tempo ao Ocorrer um Curto-Circuito: Valor de Corrente do Secundário do Transformador de Corrente com o Transformador de Potência em Vazio tendo ocorrido um Curto-Circuito aos 0,02s
Fonte: Simulação Realizada no ATPDraw

Na fig. 3.10, podemos ver que o valor na posição um (1) não será igual ao da posição quarenta e um (41) fazendo com que o vector “janela_x” seja reiniciado. Estes novos valores irão preencher de novo o vector como se, trata-se da primeira vez.

Apesar de este método ser aplicado apenas à função algorítmica “Forma de Onda”, às restantes função algorítmicas é aplicado um método semelhante como se poderá verificar mais à frente.

3.3.1. Função algorítmica “Forma de Onda”

A função “Forma de Onda” desenvolvida neste trabalho e que se crê ser original, como o próprio nome indica, é uma função algorítmica capaz de identificar pela forma de onda se o sinal de entrada é ou não uma corrente de magnetização (corrente Inrush).

O algorítmico será iniciada se a corrente (que passa pelo secundário do TC (Transformados de Corrente)) for dez por cento (10%) superior à corrente nominal, de forma a evitar no início, o reconhecimento de correntes baixas que poderão levar com que o relê actue, erradamente.

Quando este valor é superado, o algoritmo é iniciado bloqueado sendo os valores recebidos inseridos, como já visto anteriormente, no vector” Janela_x”. Ao atingir o ponto máximo, isto é, quando o próximo valor adquirido for inferior ao anterior, serão calculados dois ⁸valores que correspondem a uma variação de amplitude. O valor positivo dessa variação de amplitude é igual ao valor negativo, isto é, varia apenas o sinal, como se pode ver na fig. 3.11. Após várias simulações, chegou-se à conclusão que a variação diferia em 15% da máxima amplitude recebida.

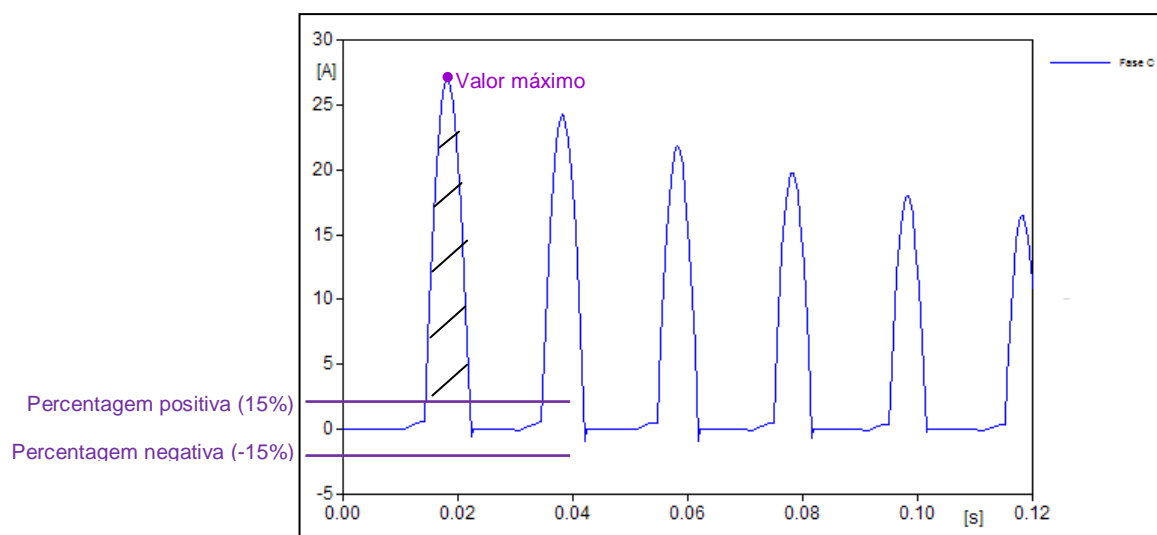


Fig. 3.11 – Valor da Amplitude Máxima e Percentagem de Variação de Amplitude: Corrente de Magnetização Observada no Secundário do Transformador de Corrente
Fonte: Simulação Realizada no ATPDraw

⁸ Nomes das variáveis no MatLab: inter_maxx e inter_minx que corresponde ao intervalo_máximo e ao intervalo_mínimo dessa fase

Segundo “A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection – Part I: Problem Statement”, será necessário comparar a percentagem positiva com a percentagem negativa.

Quando a próxima amostra estiver fora deste intervalo definido, isto é, quando for superior a quinze por cento (15%) e inferior a menos quinze por cento (-15%) teremos um novo vector que indicará:

- Número de amostras (N);
- Declive (c_1);
- Intervalo de tempo (Δt).

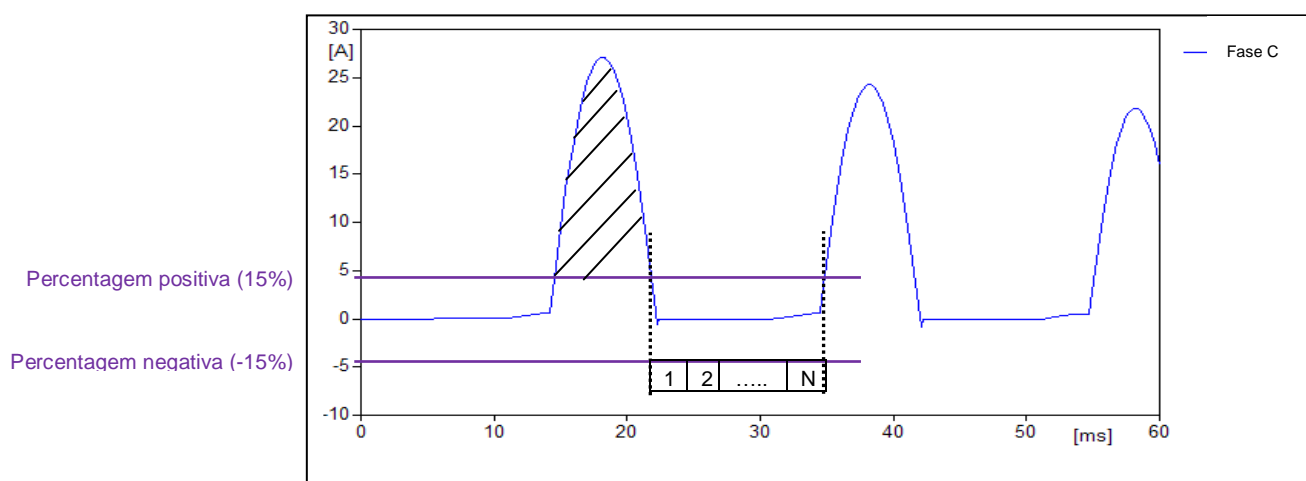


Fig. 3.12 – Tamanho do Vector usado no Cálculo do Declive (Sinal a Descer): Valor de Corrente do Secundário do TC com o Transformador de Potência em Vazio
Fonte: Simulação Realizada no ATPDraw

No cálculo do declive foi tido em consideração o número de amostras (N) que o vector c_1 poderia conter, ou seja:

- Vector com duas amostras;
- Vector com mais de duas amostras.

Se o vector possuir apenas duas amostras será calculado trivialmente, isto é:

$$declive = \frac{a_2 - a_1}{t_2 - t_1} \quad (10)$$

Em que:

- t_1 e t_2 ,correspondem ao valor do tempo passado nesse intervalo;
- a_1 e a_2 ,ao valor da amplitude das duas amostras.

Caso o vector seja superior a duas amostras, será aplicado o método dos mínimos quadrados. Este método é bastante eficaz devido a possibilitar a obtenção da recta que pode ser ajustada a um conjunto de amostras.

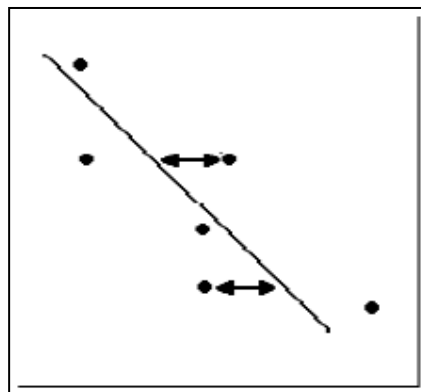


Fig. 3.13– Método dos Mínimos Quadrados.

A matriz genérica pelo método dos mínimos quadrados é dada por:

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=0}^n x_i & \dots & \sum_{i=0}^n x_i^m \\ \sum_{i=0}^n x_i & \sum_{i=0}^n x_i^2 & \dots & \sum_{i=0}^n x_i^{m+1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_{i=0}^n x_i^m & \sum_{i=0}^n x_i^{m+1} & \dots & \sum_{i=0}^n x_i^{2m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ \vdots \\ a_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=0}^n f_i \\ \vdots \\ \sum_{i=0}^n x_i^m f_i \end{bmatrix}$$

Figura 3.14 – Método dos Mínimos Quadrados em termos de Matriz

No seguimento do desenvolvimento da função algorítmica “Forma de Onda” aplicou-se o método discreto dos mínimos quadrados de ordem um, ficando esta resumida a:

$$y = c_0 + c_1x \quad (11)$$

Como se pode verificar a presente equação é, a equação de uma recta. Deste modo, apenas nos vai interessar calcular o valor de c_1 pois corresponde ao valor do declive. A fig. 3.14, ficará resumida à seguinte matriz:

$$\begin{bmatrix} N & \sum_{i=0}^N t_i \\ \sum_{i=0}^N t_i & \sum_{i=0}^N t_i^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} c_0 \\ c_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=0}^N a_i \\ \sum_{i=0}^N t_i \cdot a_i \end{bmatrix} \quad (12)$$

Para obter um valor de declive o mais real possível, foram excluídas tanto as duas primeiras como as duas últimas amostras do vector. Neste caso, o presente vector será inferior ao seu tamanho (N) pressuposto.

Este método é extremamente útil, pois elimina as amostras com os valores mais elevados.

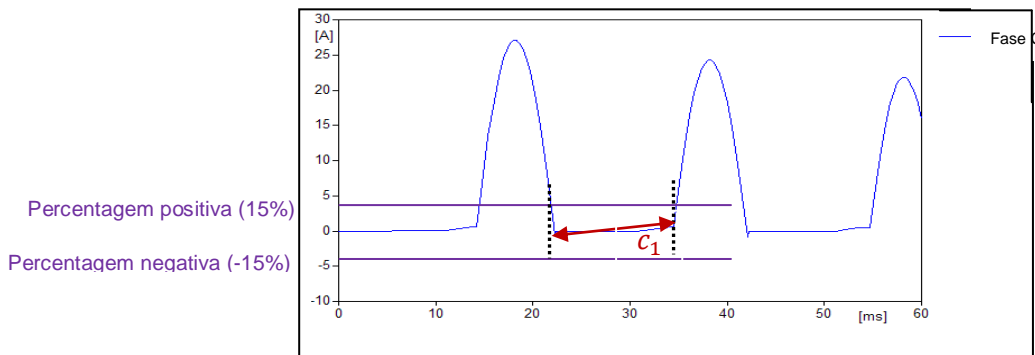


Fig. 3.15 – Tamanho do Vector Declive
(Simulação Realizada no ATPDraw : Valor de Corrente do Secundário do TC com o Transformador de Potência em Vazio)
Fonte: Simulação Realizada no ATPDraw

Neste contexto, o declive é um bom apoio para decidir se a função algorítmica deve ou não manter-se bloqueado. Esta afirmação implica que, se o valor for muito perto de

zero, este passou um determinado intervalo de tempo na zona da variação da amplitude o que é uma característica das correntes de magnetização, ajudando assim a manter a função algorítmica bloqueada. Mas o principal método deste algoritmo não é o cálculo do declive. Este é apenas uma ajuda.

A principal característica deste algoritmo é, o intervalo de tempo que este toma dentro do intervalo da variação de amplitude. Se este intervalo de tempo (Δt) for superior a um quarto ($1/4$) do valor do ciclo então a função algorítmica fica bloqueada, caso contrário ficará desbloqueado e actuará enviando um comando para o relê de protecção.

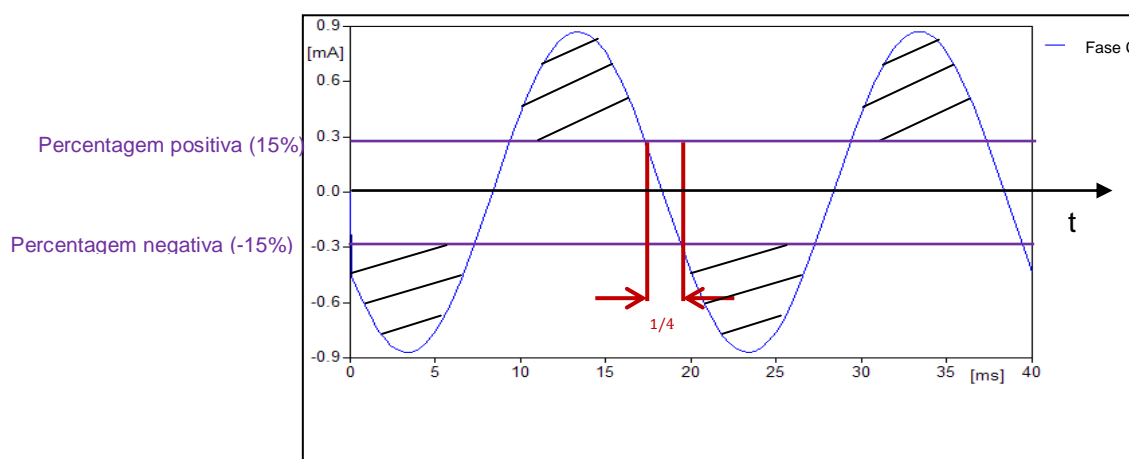


Fig. 3.16 – Um Intervalo de Tempo Δt Inferior a Um Quarto ($1/4$) de Ciclo: Valor de Corrente do Secundário do TC com o Transformador de Potência em Vazio
Fonte: Simulação Realizada no ATPDraw

Deste modo, a função algorítmica pode resumir-se da seguinte forma:

- Quando a percentagem da amplitude for superior a dez por cento (10%) da corrente nominal o algoritmo será iniciado. Após obter a amostra máxima do ciclo será calculado o valor da variação da amplitude.

- Caso se receba uma mostra dentro desta variação será iniciado um vector para a ⁹amplitude e outro para o ¹⁰tempo. Quando a próxima amostra ultrapassar este intervalo, então sobre o vector amplitude será calculado o declive c_1 sobre o vector

⁹ Nome do vector no algoritmo criado - dec_1_x , x corresponde as fases A,B,C

¹⁰ Nome do vector no algoritmo criado - dec_t_1_x , x corresponde as fases A,B,C

tempo Δt . No caso de Δt ser inferior a um quarto ($1/4$) de ciclo e c_1 ser superior a um declive estipulado, essa informação ficará memorizada.

- Se no próximo ciclo se verificar, que o novo Δt é superior, e c_1 inferior em relação aos valores prévios, a função algorítmica manter-se-á bloqueada. Já no caso de ocorrer sucessivamente, dois intervalos, Δt , inferiores a um quarto do ciclo ($1/4$) e c_1 superior ao estipulado, quererá então explicar que algo poderá estar “errado” e a função algorítmica deixa de se encontrar bloqueada e o relê actuará.

Foram considerados dois intervalos seguidos e não apenas um, devido a poderem surgir correntes de magnetização como se denota na fig. 3.17.

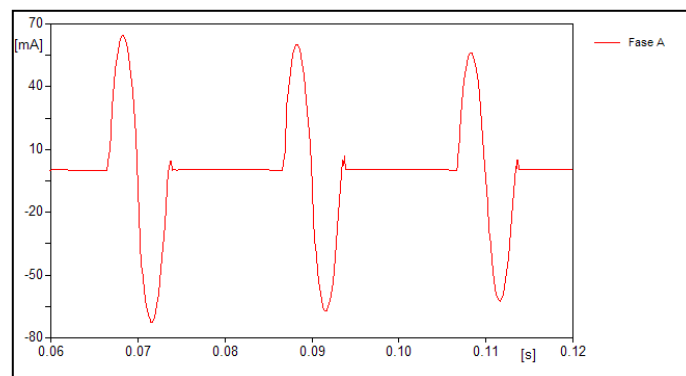


Fig. 3.17 – Corrente Magnética da Fase A com Instante de Ligação aos 0,06s: Valor de Corrente do Secundário do Transformador de Corrente com o Transformador de Potência em Vazio
Fonte: Simulação Realizada no ATPDraw

Este processo é repetido exactamente em cada ciclo.

Desta forma, para outros defeitos que surgirem, como os defeitos internos, é necessário aplicar outro algoritmo.

3.3.2. Transformada de Fourier

“A presença de harmónicas é sinónima de uma onda de tensão ou de corrente deformada”.

A deformação da onda de tensão ou de corrente significa que a distribuição de energia eléctrica é perturbada e que a qualidade de energia não é óptima”.

O Teorema de Fourier indica que toda a função periódica não sinusoidal pode ser representada sob a forma de uma soma de expressões (série) que é composta:

- De uma expressão sinusoidal em frequência fundamental;
- De expressões sinusoidais cujas frequências são múltiplos inteiro da fundamental (harmónicas);
- E de uma eventual componente continua.

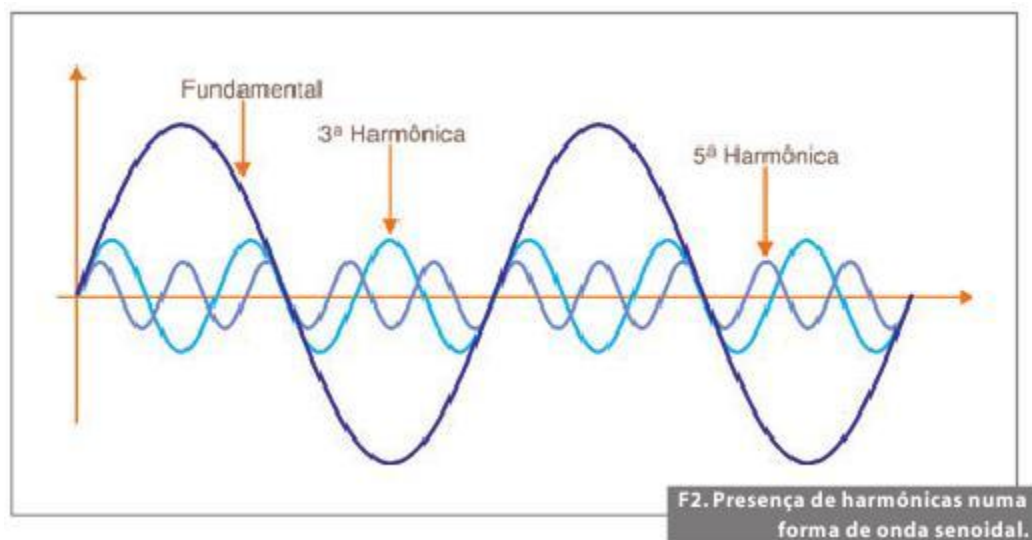


Fig. 3.18 - Exemplo de correntes comportando harmónica, e decomposição da corrente global nas suas componentes harmónicas de ordem 1 (fundamental), 3, 5.

Fonte: www.sabereletronica.com.br

Esta transformada é de grande relevância para o estudo dos algoritmos seguintes, pois é através desta que será possível decompor o sinal em harmónicas para cada algoritmo em questão.

3.3.3. Função Algorítmica Segunda Harmónica

A função algorítmica “Segunda Harmónica”, mais uma vez como o próprio nome indica, realiza apenas a análise à segunda harmónica.

Na ligação do TP (Transformador de Potência) em vazio à rede, a corrente diferencial originada terá uma grande componente harmónica, como se pode comprovar experimentalmente. Nesta situação, verifica-se que o valor da segunda harmónica tem um valor bastante elevado, com a vantagem de ser uma harmónica par. Assim no caso de um defeito, esta componente não é encontrada em grande quantidade caso os TC's (Transformadores de Corrente) não saturarem.

A sua desvantagem é na ocorrência de saturação dos TC's, devido à corrente diferencial ser distorcida, dificultando muito a actuação do algoritmo que actua apenas sobre esta harmónica.

Por outro lado a aplicação desta harmónica é bastante útil para prevenir uma actuação indesejada da função algorítmica, como:

- a ligação do TP em vazio;
- a ligação de um TP em paralelo com um análogo ao serviço.

O valor da amplitude da segunda harmónica ($2^a H$) da corrente diferencial é comparado com a fundamental. Caso ultrapasse a percentagem definida, a actuação da função algorítmica será bloqueada. Só no caso de se encontrar a baixo dessa percentagem é que a função algorítmica será desbloqueada e o relê chamado a intervir para desligar o TP do sistema.

Este algoritmo como já referido anteriormente, irá empregar a transformada de Fourier, sendo no software MatLab designada pela função “¹¹FFT”.

Esta toma como valores de entrada o vector “janela_x” e realiza os cálculos necessários sobre este vector, devolvendo novamente noutro vector os seus resultados.

Para este algoritmo apenas irão interessar as seguintes posições do vector da FFT:

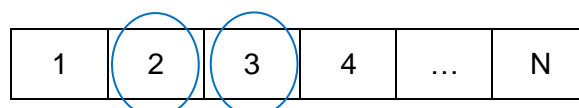


Fig. 3.19 – Posições do Vector dado pela Transformada de Fourier

¹¹ Fast Fourier Transform

- Na posição dois – Fundamental;
- Na posição três – Segunda Harmónica.

Deste modo, a principal característica do presente algoritmo resume-se em:

$$I_{dif,2^{th}} > p_{2^{th}} \cdot I_{dif} \quad (13)$$

$$p_{2^{th}} < \frac{I_{dif,2^{th}}}{I_{dif}} \quad (14)$$

A percentagem de restrição ($p_{2^{th}}$) é sempre em relação à fundamental da corrente diferencial. Posteriormente ao estudo efectuado às simulações, verificou-se que o melhor valor seria vinte e cinco por cento (25%) da segunda harmónica.

Assim, esta função algorítmica actuará da seguinte forma: recebe as amostras da segunda harmónica e aplica a FFT. Se auferir cinco amostras seguidas abaixo da percentagem $p_{2^{th}}$, esta ficará desbloqueado e actuará, caso contrário continua bloqueado.

Foram escolhidas cinco amostras, de modo a que o algoritmo tivesse uma margem de segurança, ou seja, não actua-se logo na primeira amostra, pois ficaria muito sensível a qualquer amostra recebida fora dos padrões estabelecidos. Também não foram escolhidas mais que cinco amostras, para o algoritmo não perder o efeito desejado, que era actuar no mais curto espaço.

3.3.4. Função Algorítmica Segunda Harmónica e Componente DC

Esta função algorítmica conforme o nome indica além de estudar a segunda harmónica realiza a análise da componente DC (Direct Current).

Esta componente é de grande interesse nas correntes de magnetização (correntes Inrush) principalmente quando a corrente diferencial é praticamente um puro sinal. Qualquer método que utiliza-se apenas o estudo por harmónicas neste caso raro iria actuar erradamente.

A presença da componente DC no algoritmo, para a distinção de correntes de magnetização é assim uma mais-valia. Segundo Guzmán (2002) pode verificar-se a seguinte proposta:

$$I_{dif} > K \frac{I_{dif,DC}}{I_1} (p_{2^{th}} \cdot I_{dif,2^{th}}) \quad (15)$$

Em que $p_{2^{th}}$ será igual à do algoritmo visto anteriormente.

Para este algoritmo apenas irão interessar as seguintes posições do vector (Fig.3.20) devolvido pela função FFT:

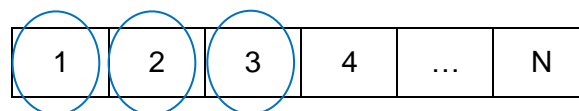


Fig. 3.20 – Posições do Vector dado pela transformada de Fourier

- Na posição um – Componente DC
- Na posição dois – Fundamental
- Na posição três – Segunda Harmónica

Esta actuará no seguinte formato: realiza a FFT sobre as amostras da segunda harmónica e componente DC e sobre estas aplica a fórmula (15). Se o algoritmo tomar algum valor superior a $(1/K)$ a função ficará bloqueada, caso contrário, irá actuar ao receber novamente cinco amostras seguidas, superiores a este valor $((1/K))$.

3.3.5. Função Algorítmica Segunda e Quinta Harmónica

A função algorítmica “Segunda + Quinta harmónica” em particular é utilizada normalmente em casos em que as harmónicas de ordem par têm uma componente de ordem muito baixa ou até mesmo nula. As harmónicas de ordem impar, nomeadamente as de mais baixa ordem, têm porém, uma amplitude geralmente elevada. A quinta harmónica em particular é normalmente utilizada nestas situações, já que a terceira harmónica, (por formar um sistema homopolar), pode não existir devido às ligações particulares do transformador.

Deste modo, o valor da quinta harmónica da corrente diferencial é comparado com o da fundamental. Se essa percentagem for superior à estipulada então o algoritmo continuará bloqueado, caso contrário este ficará desbloqueado e actuará.

$$p_{5^{th}} < \frac{I_{dif,5^{th}}}{I_{dif}} \quad (16)$$

Nesta função algorítmica, ambas as harmónicas são estudadas independentemente pois a quinta harmónica não é um grande auxílio nas correntes de magnetização pois tem valores muito baixos. Assim apenas será útil nos primeiros cinco ciclos pois é neste intervalo que se encontra maior percentagem.

Para este algoritmo apenas irão interessar as seguintes posições do vector FFT:

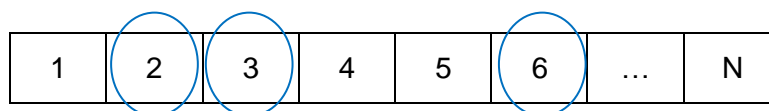


Fig. 3.21 – Posições do Vector dado pela Transformada de Fourier

- Na posição dois – Fundamental
- Na posição três – Segunda Harmónica
- Na posição seis – Quinta Harmónica

Esta função algorítmica actuará da seguinte forma: nos primeiros cinco ciclos realiza a FFT sobre as amostras da segunda e a quinta harmónica e verifica se a percentagem definida é ultrapassada. A $p_{2^{\text{ª}}h}$ é igual à que foi definida anteriormente e a $p_{5^{\text{ª}}h}$ foi estipulada depois de se verificar a percentagem que esta toma na corrente de magnetização, ficando assim definido o valor de três por cento (3%). Caso o algoritmo receba cinco amostras seguidas de uma das duas harmónicas ou mesmo das duas com percentagem de harmónica inferior ao pré-estabelecido esta função ficará desbloqueada e actuará.

Passado os primeiros cinco ciclos e caso não sejam detectadas quaisquer anomalias, a função algorítmica apenas ficará a realizar a FFT às amostras da segunda harmónica, pois a análise da quinta harmónica não se tornará viável, ficando assim a actuar conforme a função algorítmica “segunda harmónica”.

3.3.6. Função Algorítmica Segunda Mais Quinta Harmónica e Componente DC

Esta função algorítmica é constituída pelas harmónicas estudadas (2ª harmónica e 5ª harmónica) mais a componente DC. Para tal foi aplicada a fórmula (16), com a seguinte alteração:

- Somou-se à segunda harmónica e a quinta como visto na literatura (Guzmán, 2002).

Assim a fórmula (14) será vista da seguinte forma:

$$I_{dif} > K \frac{I_{dif,DC}}{I_1} (p_{2^{\text{ª}}h} \cdot I_{dif,2^{\text{ª}}h} + p_{5^{\text{ª}}h} \cdot I_{dif,5^{\text{ª}}h}) \quad (17)$$

A escolha deste algoritmo recaiu sobre querer saber se este seria mais rápido que os algoritmos estudados até agora referentes às harmónicas.

A sua actuação no sistema, é exactamente igual ao algoritmo “Segunda Harmónica e Componente DC” (ver 3.3.4.).

3.4. Ligação do Software com o Utilizador

Para uma abordagem mais simplificada, foi desenvolvida uma aplicação em GUI para que o utilizador possa interagir.

Para este efeito foi utilizada a aplicação GUIDE do MatLab.

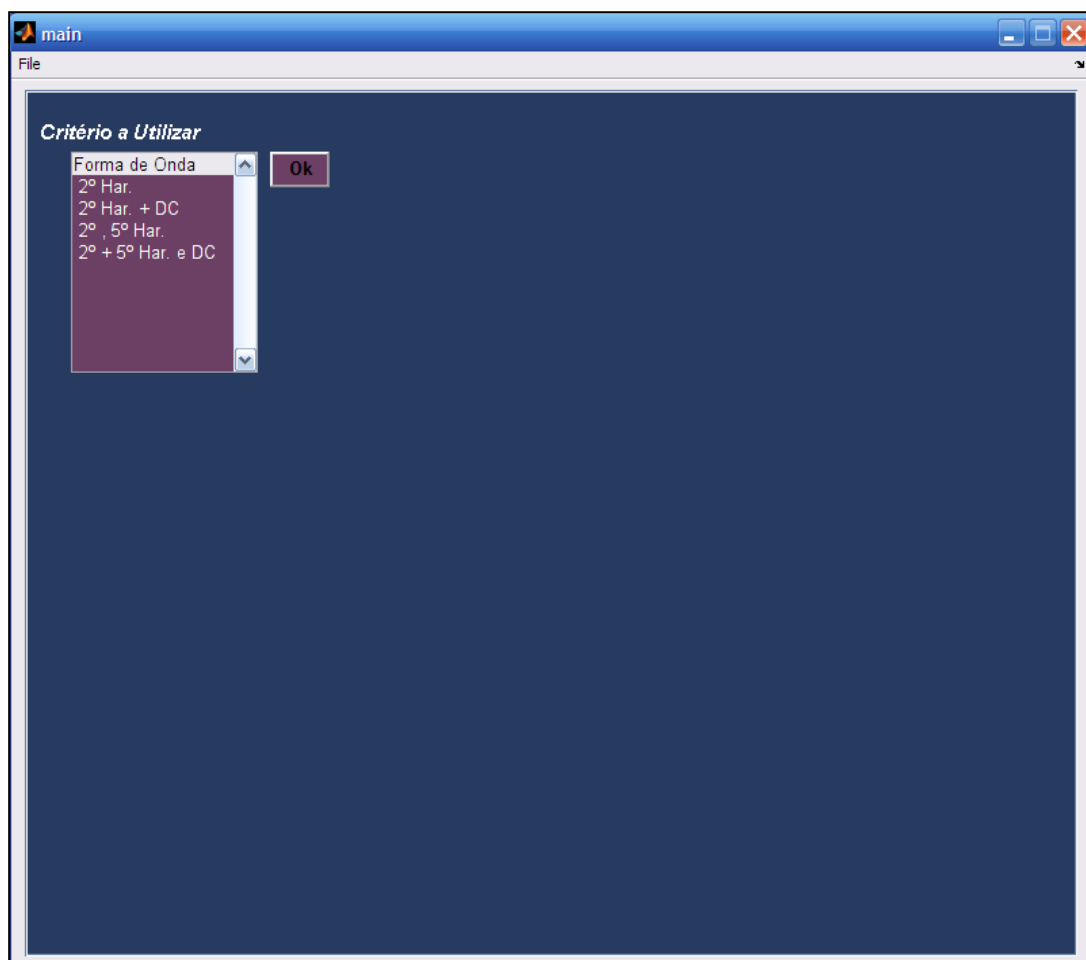


Fig. 3.22 – Menu Principal (desenvolvido no Software MatLab) mencionando os Algoritmos em Estudo

Como se pode averiguar neste menu, temos a possibilidade de escolher o “*Critério a Utilizar*” podendo optar pelas funções algorítmicas:

- Forma de Onda
- Segunda Harmónica
- Segunda Harmónica mais a Componente DC
- Segunda e Quinta Harmónica
- Segunda mais Quinta Harmónica e Componente DC

Após seleccionar o critério pretendido será necessário pressionar o botão ‘OK’ para termos acesso ao menu seguinte.

Menu 2:

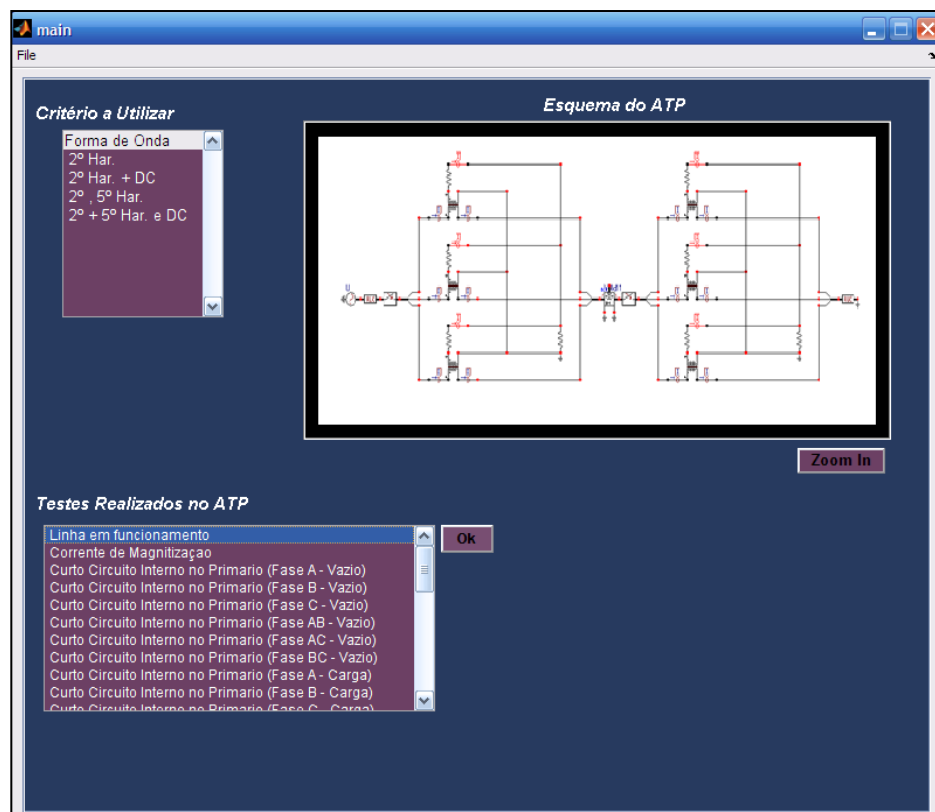


Fig. 3.23 – Menu 2 criado no Software MatLab
Ex: “Forma de Ondas” → “Ok”

Neste menu como podemos verificar temos, a opção “*Testes Realizados no ATP*”. Ao ser seleccionado um dos possíveis testes, é possível visualizar no título “Esquema do ATP”, o esquema realizado no ATPDraw que foi utilizado na simulação para a obtenção dos resultados.

Neste menu (Menu 2) o Botão ‘OK’ apenas estará acessível se for escolhida no título “*Testes Realizados nos ATP*” a opção “Linha em Funcionamento”. Nesta opção aparecerá uma ‘toolbar’ devido ao MatLab levar algum tempo a realizar os cálculos necessários na sua representação gráfica (Fig. 3.24).

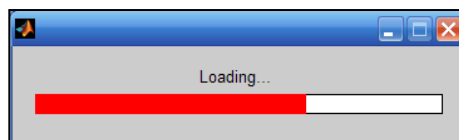


Fig. 3.24– ToolBar do MatLab

Caso seja escolhida outra opção no título “*Testes Realizados nos ATP*” o botão ‘OK’ irá desaparecer e surgirá o título “Instante de Ligação (seg.)”. (Fig.3.25)

Debaixo deste item, podemos escolher o instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em que gostaríamos de ver o algoritmo actuar, como também o instante de tempo em caso de curto-circuito (C.C).

Posteriormente a se ter optado pelo critério a utilizar e o tipo de teste a realizar aparecerá a opção já mencionada (Instante de Ligação (seg.)):

Menu 3:

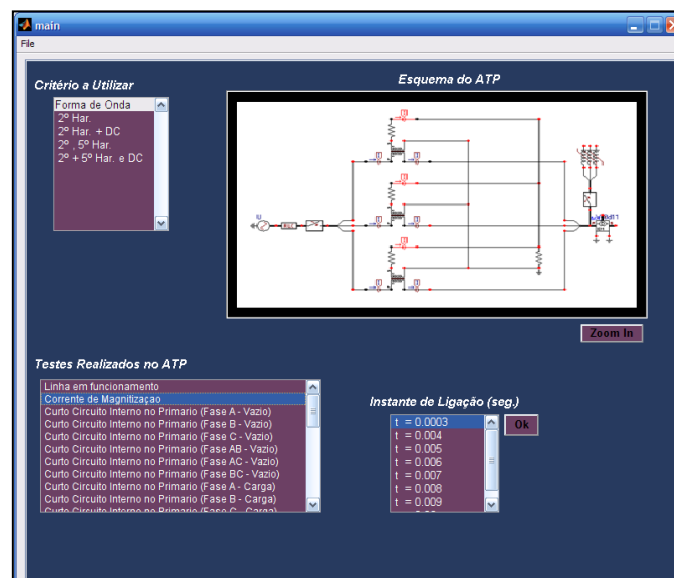


Fig. 3.25 – Terceiro Menu Criado no Software MatLab
Ex: “Forma de Onda” → “OK” → “Corrente de Magnetização”

Os testes realizados e disponíveis para visualização dos resultados no ATPDraw são os seguintes:

- ✚ Linha em funcionamento
- ✚ Corrente de Magnetização
 - $t = 0,0003s$
 - $t = 0,004s$
 - $t = 0,005s$
 - $t = 0,006s$
 - $t = 0,007s$
 - $t = 0,008s$
 - $t = 0,009s$
 - $t = 0,06s$
- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)
 - $t = 0,004s$ --- C.C. = $0,004s$
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,0003s$ ($R=1\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,0003s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,0003s$ ($R=10000\Omega$)
 - $t = 0,005s$ --- C.C. = $0,005s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,005s$ --- C.C. = $1s$ ($R=100\Omega$)
- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,0003s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,004s$ --- C.C. = $0,004s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,005s$ --- C.C. = $0,005s$ ($R=1\Omega$)
 - $t = 0,005s$ --- C.C. = $0,005s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,005s$ --- C.C. = $0,005s$ ($R=10000\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,0003s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,004s$ --- C.C. = $0,004s$ ($R=1\Omega$)
 - $t = 0,004s$ --- C.C. = $0,004s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,004s$ --- C.C. = $0,004s$ ($R=10000\Omega$)
 - $t = 0,005s$ --- C.C. = $0,005s$ ($R=100\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase AB - Vazio)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,0003s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,004s$ --- C.C. = $0,004s$ ($R=100\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase AC - Vazio)
 - $t = 0,005s$ --- C.C. = $0,005s$ ($R=100\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase BC - Vazio)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,03s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,004s$ --- C.C. = $0,04s$ ($R=100\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=10000\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Secundário (Fase A - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Secundário (Fase B - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Interno no Secundário (Fase C - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=10000\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Externo no Primário (Fase A - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Externo no Primário (Fase B - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Externo no Primário (Fase C - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=100\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Externo no Secundário (Fase A - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=100\Omega$)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=10000\Omega$)

- ✚ Curto Circuito Externo no Secundário (Fase B - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\ \Omega$)

- ✚ Curto Circuito Externo no Secundário (Fase C - Carga)
 - $t = 0,0003s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\ \Omega$)

- ✚ C.C. Externo no Primário com Inrush (Fase A - Carga)
 - $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,1s$ ($R=1\ \Omega$)
 - $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=1\ \Omega$)
 - $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
 - $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=100\ \Omega$)
 - $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
 - $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100\ \Omega$)

- ✚ C.C. Externo no Primário com Inrush (Fase B - Carga)
 - $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=1\ \Omega$)
 - $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=1\ \Omega$)
 - $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
 - $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100\ \Omega$)

- ✚ C.C. Externo no Primário com Inrush (Fase C - Carga)
 - $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
 - $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100\ \Omega$)

⚙ C.C. Externo no Secundário com Inrush (Fase A - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=1 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=1 \Omega$)

⚙ C.C. Externo no Secundário com Inrush (Fase B - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=1 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=1 \Omega$)

⚙ C.C. Externo no Secundário com Inrush (Fase C - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=1 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=1 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100 \Omega$)

✿ C.C. Interno no Primário com Inrush (Fase A - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,2s$ ($R=1\ \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=1\ \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=10000\ \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=10000\ \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100\ \Omega$)

✿ C.C. Interno no Primário com Inrush (Fase B - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100\ \Omega$)

✿ C.C. Interno no Primário com Inrush (Fase C - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=100\ \Omega$)
- $t = 0,0007s$ --- C.C. = $0,0007s$ ($R=100\ \Omega$)

✿ C.C. Interno no Secundário com Inrush (Fase A - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,3s$ ($R=1\ \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = $0,0002s$ ($R=1\ \Omega$)

☛ C.C. Interno no Secundário com Inrush (Fase B - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = 0,3s ($R=1 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = 0,0002s ($R=1 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = 0,3s ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = 0,0002s ($R=100 \Omega$)

☛ C.C. Interno no Secundário com Inrush (Fase C - Carga)

- $t = 0,0002s$ --- C.C. = 0,3s ($R=1 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = 0,0002s ($R=1 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = 0,3s ($R=100 \Omega$)
- $t = 0,0002s$ --- C.C. = 0,0002s ($R=100 \Omega$)

Na Fig. 3.26, pode-se observar a interacção entre os três menus desenvolvidos no software MatLab, para realizar as diversas simulações.

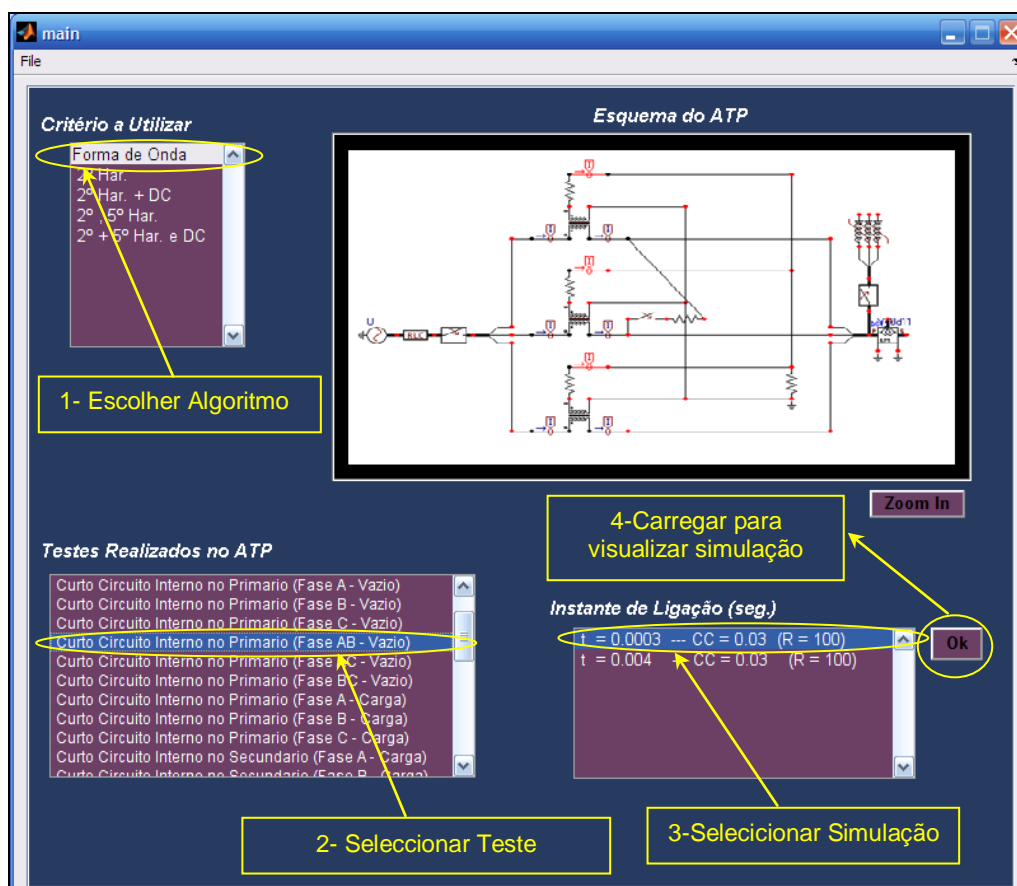


Fig. 3.26 – Funcionamento dos Três Menus criados no Software MatLab
Ex: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto-Circuito no Primário (Fase AB – Vazio)” → “ $t = 0,0003$
C.C. = 0,03 ($R = 100$)” → “OK”

O ficheiro gerado pelo software ATPDraw que contém a simulação, é aberto automaticamente sendo-lhe aplicado a função algorítmica escolhido.

A representação gráfica da simulação da acção da protecção ao longo do tempo é representada pelo vector janela_x ao seleccionar o botão 'OK'. Quer dizer que, a representação gráfica do sinal será conforme a sua evolução no tempo e não a sua representação total final.

Optou-se por este método para se tornar possível visualizar a forma de onda ao longo do tempo como se iria visualizar na realidade. Deste modo, será possível visualizar em que instante o algoritmo actuou realmente, se for esse o caso.

Capítulo IV. Apresentação dos Resultados

Este capítulo tem por objectivo apresentar os resultados obtidos nas simulações realizadas, evidenciando os de maior interesse para cada algoritmo implementado e possíveis defeitos que venham a ocorrer durante a energização do TP (Transformador de Potência).

4. Análise de Resultados Obtidos nas Simulações

Após a ligação entre, Software – Utilizador, como visto no *Capítulo III no ponto 3.4*, aplicou-se a cada função algorítmica um teste. Deste modo foi possível obter a performance em cada um dos casos simulados.

Os resultados apresentados no *Apêndice D* encontram-se divididos segundo os possíveis defeitos que podem ocorrer durante a energização do transformador de potência (TP), ou seja:

- Ocorrência de Correntes de Magnetização sem Defeitos
- Ocorrência de Defeito na Fase A
- Ocorrência de defeito na Fase B
- Ocorrência de Defeito na Fase C
- Ocorrência de Defeito entre a Fase AB
- Ocorrência de Defeito entre a Fase AC
- Ocorrência de Defeito entre a Fase BC

Para a compreensão dos resultados obtidos, elaborou-se um resumo destes.

No quadro 3 é possível visualizar quais as situações em que a função algorítmica “Forma de Onda” actuou ou não, evidenciando o seu comportamento perante as

condições seleccionadas. No caso da função algorítmica actuar, menciona-se o tempo necessário, até que o defeito seja reconhecido.

Quadro 3 – Resumo das Figuras Apresentadas em Relação à Função Algorítmica “Forma de Onda”

	<i>Função Algorítmica Bloqueado</i>	<i>Função Algorítmica Desbloqueado</i>	<i>Tempo Dispendido a reconhecer o Defeito após deste Ocorrer</i>
<i>Figura 4.1</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.2</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.3</i>	-----	Sim	$t = 2,02e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.4</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.5</i>	-----	Sim	$t = 6,00e - 3 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.6</i>	-----	Sim	$t = 1,80e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.7</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.8</i>	-----	Sim	$t = 1,70e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.9</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.10</i>	-----	Sim	$t = 1,45e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.11</i>	-----	Sim	$t = 1,80e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.12</i>	-----	Sim	$t = 1,15e - 2 \text{ seg.}$

A função algorítmica “*Segunda Harmónica*” que se encontra no *Capítulo III no ponto 3.3.3*, está definido por um limite inferior que corresponde à sua percentagem $p_{2^{\circ}h}$, isto quer dizer que, caso esta tome valores inferiores ao limite estipulado, ficará desbloqueada e o relê actuará, caso contrário, encontra-se sempre bloqueada e nunca permitirá que o relê actue.

No *Apêndice D*, pode-se verificar que nas fig. 4.13 e 4.14, que este limiar nunca é ultrapassado nas correntes diferenciais e como esperado esta fica bloqueada, não actuando de uma forma indesejada.

Ao ocorrer um defeito à terra, na Fase A, pode observar-se pela fig. 4.15 do *Apêndice D* que a protecção diferencial actuará, mas o mesmo não acontece na fig. 4.16, quando o defeito induzido é resistivo, isto é, a resistência que simula o defeito tem um valor muito superior ao verificado na fig. 4.15 ($R = 10000\Omega$).

Nas fig. 4.17 e 4.19 do *Apêndice D* simulou-se a ocorrência de um defeito à terra na fase B, que foi induzido com uma resistência de 100Ω e 10000Ω respectivamente. Como se pode ver nestes casos a função bloqueou incorrectamente devido ao limite inferior não ser ultrapassado. Já na fig. 4.18, como esse limite é ultrapassado a função algorítmica desbloqueia e o relê actua no sistema.

Na ocorrência de um defeito à terra na fase C, como podemos ver pela fig. 4.20 do *Apêndice D*, esta anomalia é reconhecida, desbloqueando a função algorítmica, mas apenas porque a resistência utilizada ter sido muito baixa ($R = 1\Omega$, caso contrário, como se pode verificar na fig. 4.21, quando este é simulado com resistência $R = 100\Omega$, a função algorítmica ficou bloqueada indesejadamente, levando à ocorrência de falhas no sistema.

Nas fig. 4.22, 4.23, 4.24 do *Apêndice D*, simulou-se a ocorrência de Curto-Circuito entre fases, respectivamente entre as fases, AB, AC e BC. Nestas situações a função algorítmica conseguiu reconhecer perfeitamente a sucessão de defeitos entre estas tendo enviado um comando para o relê actuar como espektado.

No seguinte quadro (Quadro 4), poderá verificar-se o resumo do comportamento da função algorítmica “2ª Harmónica”, mediante as várias simulações, evidenciando em que situações a função se encontrou bloqueada e no caso de desbloqueio o tempo levado até reconhecer o defeito.

Quadro 4 – Resumo das Figuras apresentadas em relação à Função Algorítmica “Segunda Harmónica”

	<i>Função Algorítmica Bloqueado</i>	<i>Função Algorítmica Desbloqueado</i>	<i>Tempo Dispendido a reconhecer o Defeito após deste Ocorrer</i>
<i>Figura 4.13</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.14</i>	Sim	-----	-----

	<i>Função Algorítmica Bloqueado</i>	<i>Função Algorítmica Desbloqueado</i>	<i>Tempo Dispendido a reconhecer o Defeito após deste Ocorrer</i>
<i>Figura 4.15</i>	-----	Sim	$t = 4,37e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.16</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.17</i>	-----	Sim	$t = 4,37e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.18</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.19</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.20</i>	-----	Sim	$t = 4,44e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.21</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.22</i>	-----	Sim	$t = 1,80e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.23</i>	-----	Sim	$t = 2,40e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.24</i>	-----	Sim	$t = 2,15e - 2 \text{ seg.}$

A função algorítmica “*Segunda Harmónica e Componente DC*” está definida pelo limite que o valor $1/K$ pode tomar, como desenvolvido no *Capítulo III no ponto 3.3.4*.

Nas fig. 4.25 e 4.26 do *Apêndice D*, a função mantém-se bloqueada como esperado, pois esta é aplicada às correntes diferenciais sem qualquer defeito.

Na ocorrência de defeito à terra na Fase A, como no caso verificado na fig. 4.27 do *Apêndice D*, este será reconhecido pela “2ª Harmónica mais Componente DC” ficando desbloqueada. O mesmo não ocorreu na fig. 4.28 em que se verificou a função algorítmica bloqueou indesejadamente por ter sido simulado com uma resistência elevada ($R = 10000\Omega$), aspecto que fez com que a função não reconhece-se o defeito.

Na ocorrência de defeito à terra na Fase B, conforme se pode constatar na fig. 4.29 e 4.30 do *Apêndice D* a função desbloqueia a função protecção, isto é, mesmo para valores de simulação de defeitos com resistência alta (defeitos resistivo) esta consegue reconhecer que ocorreu alguma anomalia no sistema.

Na ocorrência de defeito à terra na fase C, verificou-se que em determinadas simulações a função algorítmica em questão, demorou mais tempo a reconhecer o defeito. Na simulação da fig. 4.31 do *Apêndice D* pode-se observar que, a função levou mais tempo a não actuar do que as funções anteriores (“Forma de Onda” e “2ª Harmónica”).

Na fig. 4.32 do *Apêndice D*, esta actuou como previsto não demorando tanto tempo quanto a anterior. Já na fig. 4.33 ocorreu um defeito resistivo ($R = 10000\Omega$) e a função algorítmica bloqueou indesejadamente.

Na ocorrência de defeitos entre fases esta função actuou correctamente, isto é, actuou em todas as simulações e actuou no mais curto espaço de tempo, como se pode verificar nas fig. 4.34, 4.35 e 4.36 do *Apêndice D*.

Em resumo, teremos o seguinte quadro (Quadro 5) que explica e evidencia em que situações a função algorítmica se encontrou bloqueada e no caso de ter sido desbloqueada, o tempo levado por esta até enviar o sinal de comando ao relé de protecção.

Quadro 5 – Resumo das Figuras apresentadas em relação à Função Algorítmica “Segunda Harmónica mais Componente DC”

	<i>Função Algorítmica Bloqueado</i>	<i>Função Algorítmica Desbloqueado</i>	<i>Tempo Dispendido a reconhecer o Defeito após deste Ocorrer</i>
<i>Figura 4.25</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.26</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.27</i>	-----	Sim	$t = 4,37e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.28</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.29</i>	-----	Sim	$t = 4,40e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.30</i>	-----	Sim	$t = 2,35e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.31</i>	-----	Sim	$t = 9,17e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.32</i>	-----	Sim	$t = 4,40e - 2 \text{ seg.}$

	<i>Função Algorítmica Bloqueado</i>	<i>Função Algorítmica Desbloqueado</i>	<i>Tempo Dispendido a reconhecer o Defeito após deste Ocorrer</i>
<i>Figura 4.33</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.34</i>	-----	Sim	$t = 2,15e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.35</i>	-----	Sim	$t = 2,25e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.36</i>	-----	Sim	$t = 2,15e - 2 \text{ seg.}$

A função algorítmica “*Segunda e Quinta Harmónica*” como desenvolvido no *Capítulo III* no ponto 3.3.5 é uma função que está igualmente limitada inferiormente, mas pela $p_{2^{\circ}h}$ e $p_{5^{\circ}h}$. Assim, se este limite inferior for ultrapassado, a função ficará desbloqueada e o relê actuará.

Como podemos ver nas fig. 4.37 e 4.38 do *Apêndice D*, a função algorítmica actuou correctamente em relação às correntes diferenciais, isto é, encontrou-se bloqueada em todas as simulações realizadas.

Quando ocorreu um defeito à terra na Fase A, como verificado na fig. 4.39 do *Apêndice D*, em que o curto-circuito foi simulado com uma resistência de 100Ω , a função algorítmica bloqueou e permitiu à protecção diferencial actuar. O mesmo não aconteceu quando se simulou o defeito com uma resistência de 10000Ω . Neste caso como se pode ver pela fig. 4.40 a função algorítmica continuou bloqueada incorrectamente e o relê de protecção não actuou.

Na ocorrência de um defeito à terra na Fase B, a função algorítmica irá actuar correctamente em todas as ocasiões como verificado pelas fig. 4.41 e 4.42 do *Apêndice D*. No caso da fig. 4.41 o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω e no caso da fig. 4.42 este foi simulado com uma resistência de 10000Ω e como espectado a função algorítmica ficou desbloqueada e o relê, actuando no sistema.

Na ocorrência de um defeito à terra na Fase C, a função algorítmica pode ou não, depender de mais tempo até reconhecer o defeito. Na fig. 4.43 do *Apêndice D*, podemos ver que a função levou algum tempo até reconhecer a ocorrência do defeito. Na fig. 4.44 bem como na fig. 4.45 do *Apêndice D*, a função algorítmica conseguiu

distinguir perfeitamente que ocorreu um defeito sem por isso levar mais tempo que o caso anterior, mesmo quando o defeito foi resistivo, isto é, simulado com uma resistência de 10000Ω como pode ser visto na fig. 4.45.

Na ocorrência de defeito entre fases, isto é, entre as Fases AB, AC e BC pudemos observar pelas fig. 4.46, 4.47 e 4.48 do *Apêndice D*, que esta função algorítmica também actuou correctamente, isto é, ficou desbloqueada, actuando de maneira a desligar o TP do sistema.

Em suma, no quadro que se segue (Quadro 6), pode averiguar-se em que situações a função algorítmica se encontrou bloqueada e no caso de ter sido desbloqueada o tempo levado por esta até enviar o sinal de comando ao relê de protecção..

Quadro 6 – Resumo das Figuras apresentadas em relação à Função Algorítmica “Segunda e Quinta Harmónica

	<i>Função Algorítmica Bloqueado</i>	<i>Função Algorítmica Desbloqueado</i>	<i>Tempo Dispendido a reconhecer o Defeito após deste Ocorrer</i>
<i>Figura 4.37</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.38</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.39</i>	-----	Sim	$t = 4,32e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.40</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.41</i>	-----	Sim	$t = 4,35e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.42</i>	-----	Sim	$t = 2,30e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.43</i>	-----	Sim	$t = 7,27e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.44</i>	-----	Sim	$t = 4,35e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.45</i>	-----	Sim	$t = 2,23e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.45</i>	-----	Sim	$t = 2,10e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.47</i>	-----	Sim	$t = 2,20e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.48</i>	-----	Sim	$t = 1,75e - 2 \text{ seg.}$

A função algorítmica “Segunda mais Quinta Harmónica e Componente DC” é uma função (definido no *Capítulo III no ponto 3.3.6*) que está limitada pelo valor que $1/K$ possa tomar. Se algum dos valores recebidos for superior ao valor definido, a função em causa mantém-se bloqueada, caso contrário, o relé de protecção irá actuar no sistema.

Como podemos ver pelas figuras 4.49 e 4.50 do *Apêndice D*, a função mantém-se bloqueada como esperado pois esta foi aplicada nas correntes diferenciais sem a existência de qualquer defeito.

Já na ocorrência de um defeito à terra na Fase A, a função algorítmica irá actuar em todos os casos correctamente, mesmo quando esta é simulada com uma resistência alta (defeito pouco violento isto é, resistivo). Como podemos ver, na fig. 4.51 do *Apêndice D*, o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω e na fig. 4.52 com uma resistência de 10000Ω . Em ambos os casos observou-se que o relé de protecção actuou.

Na ocorrência de defeito à terra na Fase B, esta também irá actuar como desejado, isto é reconhecendo o defeito. Na simulação da fig. 4.53 do *Apêndice D*, verificou-se que a função algorítmica actuou, o mesmo se sucedeu quando o defeito foi resistivo ($R = 10000\Omega$) como no caso da fig. 4.54.

Quando ocorre um defeito à terra na Fase C, a função algorítmica em questão (“2ª mais 5ª Harmónica mais Componente DC”) poderá ou não levar mais tempo a reconhecer esse mesmo defeito induzido. Na fig. 4.55 do *Apêndice D*, podemos ver que a função demorou mais tempo a não actuar que o “normal” pois não conseguiu reconhecer que ocorreu uma anomalia em poucos milésimos de segundo. Já na fig. 4.56 e 4.57 podemos verificar que apesar do intervalo de tempo ser muito menor, na ocorrência de um defeito resistivo ($R = 10000\Omega$) a função algorítmica manteve-se bloqueada e o relé não actua no sistema..

Na ocorrência de defeito entre fases, isto é, entre as Fases AB, AC e BC podemos observar pelas fig. 4.58, 4.59 e 4.60 do *Apêndice D*, que esta função algorítmica manteve-se desbloqueada, actuando o mais rápido possível, de maneira a desligar o TP do sistema.

Em suma, no quadro que se segue (Quadro 7), pode averiguar-se em que situações a função algorítmica se encontrou bloqueada e no caso de ter sido desbloqueada o tempo levado por esta até enviar o sinal de comando ao relê de protecção.

Quadro7 – Resumo das Figuras apresentadas em relação à Função Algorítmica: “Segunda mais Quinta Harmónica e Componente DC”

	<i>Função Algorítmica Bloqueado</i>	<i>Função Algorítmica Desbloqueado</i>	<i>Tempo Dispendido a reconhecer o Defeito após deste Ocorrer</i>
<i>Figura 4.49</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.50</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.51</i>	-----	Sim	$t = 4,32e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.52</i>	-----	Sim	$t = 2,27e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.53</i>	-----	Sim	$t = 4,35e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.54</i>	-----	Sim	$t = 2,30e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.55</i>	-----	Sim	$t = 7,17e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.56</i>	-----	Sim	$t = 4,35e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.57</i>	Sim	-----	-----
<i>Figura 4.58</i>	-----	Sim	$t = 2,10e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.59</i>	-----	Sim	$t = 2,20e - 2 \text{ seg.}$
<i>Figura 4.60</i>	-----	Sim	$t = 1,75e - 2 \text{ seg.}$

Já nas fig. 4.4, 4.7 e 4.9 do *Apêndice D*, as simulações demonstram que o defeito à terra foi simulado com uma resistência bastante superior à anterior ($R = 10000\Omega$) podendo constatar que a função algorítmica não actuou, mantendo-se bloqueada erradamente. Na ocorrência de um defeito entre Fases, AB, AC e BC como se pode constatar nas figuras 4.10, 4.11 e 4.12 do *Apêndice D*, a função protecção desbloqueou e o relê de protecção actuou correctamente.

Capítulo V. Discussão de Resultados

Este capítulo tem por objectivo discutir os resultados obtidos nas simulações realizadas

Após os resultados obtidos pelas várias simulações realizadas no software ATPDraw, (como se pode verificar no *Capítulo IV*), pode dizer-se que a nova função algorítmica “*Forma de Onda*”, (proposta neste trabalho e definida no *Capítulo III ponto 3.3.1*), é uma função capaz de distinguir na maioria das simulações: correntes de magnetização, defeitos à terra bem como defeito entre fases.

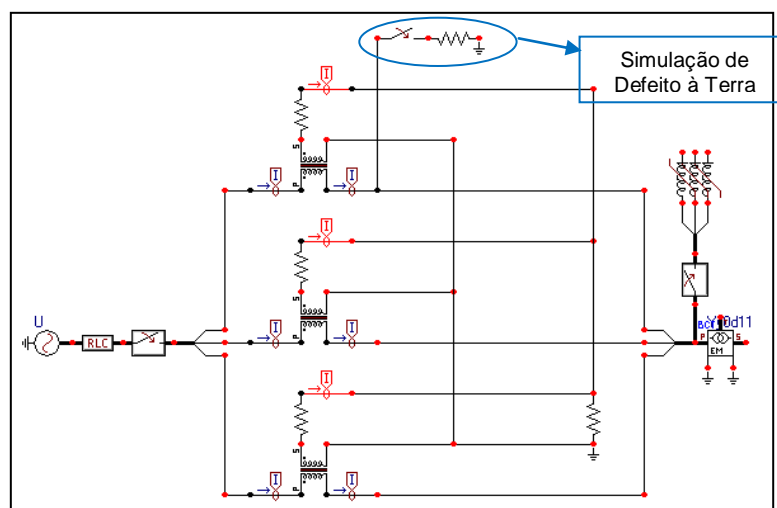


Fig. 5.1 – Esquema de Simulação realizada no Software ATPDraw
Ligação do TP no instante $t = 0,0003s$, Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω
Menu: “Qualquer algoritmo seleccionado” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)”

Na ocorrência de correntes de magnetização, (*Apêndice D*, fig. 4.1 e 4.2), esta função algorítmica (“*Forma de Onda*”) ficou bloqueada (conforme se esperava) pois não detectou nenhuma anomalia.

Na ocorrência de um defeito à terra, nas Fases A, B ou C, pudemos observar no *Apêndice D*, fig. 4.3, 4.5, 4.6 e 4.8 que a função algorítmica reconheceu dois intervalos seguidos inferiores a um quarto ($\frac{1}{4}$) de ciclo (defeito à terra simulado com $R = 100\Omega$)

e um declive bastante elevado nestes dois intervalos, fazendo que fica-se desbloqueada e permitisse o relé de protecção actuar.

Após a observação de todas as simulações efectuadas durante o estudo, chegou-se à conclusão que o não desbloqueio da função algorítmica “Forma de Onda” se deveu ao facto da resistência que simulou o defeito, não induzir uma anomalia suficientemente violenta de modo a provocar nas correntes de magnetização uma alteração mínima que fosse considerada inadequada ao sistema.

No quadro seguinte demonstra-se uma comparação da função algorítmica “Forma de Onda” com as restantes funções, de modo a compreender as conclusões a que se chegou. (“t” igual a: *Tempo levado a encontrar o defeito depois de este ocorrer*)

Quadro 8 – Resumo dos Resultados Obtidos nas diversas Simulações para as Funções Algorítmicas Estudadas

Função Algorítmica	“Forma de Onda”	“2ª Harmónica”	“2ª Harm. + DC”	“2ª e 5ª Harmónica”	“2ª+5ª Harm + DC”
Correntes de Magnetização	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado
Ocorrência de Defeito Fase A aos $t=0,0003s$ e $R=100\Omega$	$t = 6.00e - 3 \text{ seg.}$	$t = 4.37e - 2 \text{ seg.}$	$t = 4.37e - 2 \text{ seg.}$	$t = 4.32e - 2 \text{ seg.}$	$t = 4.32e - 2 \text{ seg.}$
Ocorrência de Defeito Fase A aos $t=0,0003s$ e $R=10000\Omega$	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	$t = 2.27e - 2 \text{ seg.}$
Ocorrência de Defeito Fase B aos $t=0,005s$ e $R=100 \Omega$	$t = 1.80e - 2 \text{ seg.}$	Algoritmo Bloqueado	$t = 4.40e - 2 \text{ seg.}$	$t = 4.35e - 2 \text{ seg.}$	$t = 4.35e - 2 \text{ seg.}$

**“PROTECÇÃO DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA
PERMITINDO TRANSITÓRIOS DEVIDO À SATURAÇÃO”**

Capítulo V

Função Algorítmica	“Forma de Onda”	“2ª Harmónica”	“2ª Harm. + DC”	“2ª e 5ª Harmónica”	“2ª+5ª Harm + DC”
Ocorrência de Defeito Fase B aos $t=0,005s$ e $R=10000\ \Omega$	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	$t = 2.35e - 2\ seg.$	$t = 2.30e - 2\ seg.$	$t = 2.30e - 2\ seg.$
Ocorrência de Defeito Fase C aos $t=0,004s$ e $R=100\ \Omega$	$t = 1.70e - 2\ seg.$	Algoritmo Bloqueado	$t = 4.40e - 2\ seg.$	$t = 4.35e - 2\ seg.$	$t = 4.35e - 2\ seg.$
Ocorrência de Defeito Fase C aos $t=0,004s$ e $R=10000\ \Omega$	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	Algoritmo Bloqueado	$t = 2.23e - 2\ seg.$	Algoritmo Bloqueado
Ocorrência de Defeito Fase AB aos $t=0,03s$ e $R=100\ \Omega$	$t = 1.45e - 2\ seg.$	$t = 1.80e - 2\ seg.$	$t = 2.15e - 2\ seg.$	$t = 2.10e - 2\ seg.$	$t = 2.10e - 2\ seg.$
Ocorrência de Defeito Fase AC aos $t=0,03s$ e $R=100\ \Omega$	$t = 1.80e - 2\ seg.$	$t = 2.40e - 2\ seg.$	$t = 2.25e - 2\ seg.$	$t = 2.20e - 2\ seg.$	$t = 2.20e - 2\ seg.$
Ocorrência de Defeito Fase BC aos $t=0,03s$ e $R=100\ \Omega$	$t = 1.15e - 2\ seg.$	$t = 2.15e - 2\ seg.$	$t = 2.15e - 2\ seg.$	$t = 1.75e - 2\ seg.$	$t = 1.75e - 2\ seg.$

Como se pode verificar no Quadro 8, a função algorítmica “Forma de Onda” tem uma grande capacidade de conseguir identificar a ocorrência de defeitos relativamente aos restantes algoritmos. No entanto quando o defeito é mais resistivo ($R=10000\Omega$), este não tem habilidade de identificar convenientemente o curto-circuito. O mesmo não acontece na função “2ª+5ª Harmónica + Componente DC”.

Ao analisar, esta função tem uma aptidão bastante elevada de identificar os defeitos ocorridos, embora fosse “normal falhar” na ocorrência de defeitos mais resistivos como a função algorítmica “Forma de Onda”.

A função algorítmica “2ª Harmónica “ é a função que apresenta os “piores” resultados (conforme esperado) pois este apenas efectua o estudo da segunda harmónica e em casos de obter valores baixos, nunca irá reconhecer o defeito, razão pela qual, na prática, a função algorítmica aplicada nas protecções diferenciais ser “2ª e 5ª Harmónica”.

Capítulo VI. Conclusão

Neste capítulo será fundamentada a conclusão a que se chegou após o estudo e pesquisa realizada às diversas funções algorítmicas apresentadas ao longo da tese, bem como a relevância da função algorítmica “Forma de Onda”.

Como se pôde verificar ao longo do desenvolvimento dos diversos Capítulos, a presente tese teve como principal objectivo comparar entre si os desempenhos das diversas funções algorítmicas até agora estudadas/analizadas e baseadas na análise harmónica da corrente (“Segunda Harmónica”, “Segunda Harmónica e Componente DC”, “Segunda mais Quinta Harmónica”, “Segunda mais Quinta Harmónica e componente DC”), e com o de uma nova função algorítmica desenvolvida e estudada de forma a realizar, protecção aos transformadores de potência de hoje em dia. “Forma de Onda”, que se julga original, desenvolvida neste trabalho e aqui apresentada, baseada na observação da forma temporal da corrente. Foram comparadas as suas capacidades de conferir protecção aos transformadores de potência de hoje em dia, perante a ocorrência de defeitos à terra mais ou menos resistivos.

O software ATPDraw foi uma das componentes fundamentais, pois através das simulações realizadas, foi possível aplicar o software MatLab e chegar a conclusões que não seriam possíveis sem a conjugação de ambos. Embora este não seja de fácil acessibilidade devido à complexidade dos modelos possíveis de seleccionar, foi permissível simular as correntes de magnetização que poderiam ser “previstas” na subestação típica.

Após várias simulações falhadas entre os modelos de transformador possíveis foi possível verificar que o modelo BCTRAN seria o indicado para o objectivo pretendido.

Assim, este modelo foi utilizado para simular o transformador de potência (TP) que origina as correntes de magnetização.

Uma das características observadas, foi que no instante de ligação do TP, num determinado intervalo de tempo as correntes de magnetização tinham um “pico de corrente” elevado e ao passar pela origem, permanecia por lá, voltando novamente a

descer ou subir, alcançando um novo pico mas com um valor inferior. Este fenómeno era repetido durante vários segundos e encontrava-se nas três fases da corrente.

Ao longo do tempo, verificou-se que esta corrente ficava “mais fraca” tornando-se sinusoidal e com um valor inferior como era de se esperar, devido ao secundário do transformador se encontrar em vazio.

Após estas constatações, a função algorítmica “Forma de Onda” teve como base a análise realizada ao longo das simulações bem como a informação retirada da diversa literatura consultada, chegando-se assim às conclusões que se encontram no *Capítulo II no ponto 2.3*.

As restantes funções algorítmicas tiveram por base as harmónicas que compõem as correntes de magnetização como também a sua componente DC.

Tendo esta tese o objectivo de determinar se a função algorítmica “Forma de Onda” seria ou não uma boa opção a aplicar na prevenção do disparo das protecções diferenciais (ao ocorrerem as correntes de magnetização com e sem defeito), chegou-se à conclusão, que após a análise dos vários quadros (*Capítulo IV e V*), esta função poderia ser uma excelente opção, pelos resultados demonstrados.

O algoritmo “Forma de Onda”, é um algoritmo, rápido, preciso e eficaz devido a conseguir detectar defeitos num curto espaço de tempo comparado com os algoritmos tradicionais. Deste modo, tornando num algoritmo passível de implementar na futura gama que a empresa EFACE poderá lançar num futuro próximo.

Em suma, é de grande importância observar que para um correcto funcionamento do relê digital, o operador deve ter o conhecimento e a sensibilidade para saber usar este, mesmo na realização de específicas análises (simulações testes, etc.).

O algoritmo desenvolvido e apresentado, “Forma de Onda”, demonstra ser um algoritmo que poderá ser explorado e melhorado num futuro próximo de modo a ser implementado num sistema de potência real, pois é um algoritmo capaz de reconhecer correntes de magnetização de defeitos à terra num intervalo de tempo inferior dos algoritmos tradicionais.

Capítulo VII. Outros Métodos possíveis de Aplicar nas Protecções dos Transformadores de Potência

Este capítulo tem como intuito, apresentar uma pequena introdução a outras funções algorítmicas e possíveis métodos de aplicar na protecção dos transformadores.

Ao longo das pesquisas realizadas, foi possível apurar que existem diversas funções algorítmicas estudadas além das aplicadas nesta tese, bem como métodos para eliminar as correntes de magnetização no instante de ligação do transformador de potência (TP). (Brunke e Frohlich)

Como é sabido as correntes diferenciais podem fazer com que as protecções dos transformadores disparem indesejadamente como visualizámos nas simulações das funções algorítmicas aplicadas.

Segundo Brunke e Frohlich, é possível eliminar as correntes de magnetização tendo em conta o controlo do intervalo de ligação do transformador, eliminando assim as correntes de magnetização produzidas por este.

Em “Redes Neurais Artificiais Recorrentes Aplicadas na Correção de Sinais Distorcidos pela Saturação de Transformadores de Corrente” desenvolvida por Segatto e Coury, 2006 foi possível averiguar que aplicaram o conceito da teoria das Redes Neurais Artificiais (RNA's). Estes também fizeram a comparação com os algoritmos mais convencionais em termos de velocidade e precisão de resposta obtendo também com esta função algorítmica, resultados satisfatórios.

O conceito da teoria das Redes Neurais Artificiais (RNA's) é baseado como o próprio nome indica, no funcionamento do cérebro humano. Segatto e Coury 1996, aplicaram igualmente as redes de Elman apesar de ser um método parcialmente recorrente.

Segundo Barbosa et al, 1992, em “Lógica Fuzzy aplicada à Protecção de Transformadores” a função algorítmica em estudo teve por base a Lógica Fuzzy (LF). Esta função algorítmica baseia-se: na restrição harmónica, na curva da característica

diferencial do equipamento e na variação de fluxo magnético no núcleo, incluindo limites de actuação.

Segundo Ozgonenel, 2005 foi possível verificar que a função algorítmica utilizada para a protecção diferencial do transformador (na sua pesquisa) baseava-se na decomposição de ondas (DWT). Esta transformada é uma ferramenta matemática para análise de sinais, similar à Transformada de Fourier, com vantagens adicionais, incluindo a análise de sinais não periódicos.

Bibliografia

- [1] PRIKLER, Lázló; HOIDALEN, Hans Kr. **ATPDraw for Windows 3.1x/95/NT version 1.0 User's Manual**; Inc. 1998.
- [2] FOLKERS, Ralph. **Determine Current Transformer Suitability Using EMTP Models**; SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 1999.
- [3] EBNER, Andreas. **Transient Transformer Inrush Currents due to Closing Time – and Residual Flux Measurement – Deviations if Controlled Switching is used**, ETH Zurich, Switzerland
- [4] IGEL, Ing. Michael. **One Day EEUG Course “Protection Modeling with ATP and ATPDesigner”**; EEUG Meeting, 2005.
- [5] VELASCO, J. A. Martinez; MORK, B. A. **Transformer Modeling for Simulation of Low Frequency Transients**; IEEE PES General Meeting , 2003.
- [6] **Signal Processing Toolbox. User's Guide Version 5**; MathWorks, Inc, 2000
- [7] CAMARENA, Jorge Alberto Aguilar. **Modelo y Simulación de Transformadores de Corriente con el Programa EMTP/ATP**; IEEE.
- [8] BIELAJEW, Alex F. **Introduction to Computers and Programming using C++ and MATLAB**; The University of Michigan. Department of Nuclear Engineering and Radiological Sciences, 2004.

-
- [9] GUZMAN, A.; ALTUVE, H. ; TZIOUVARAS, **Power Transformer Protection Improvements With Numerical Relays**; SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2005.
- [10] GUZMÁN, Armando; ZOCHOLL, Stand e BENMOUYAL, Gabriel. **Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays**; SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA USA.
- [11] KASZTENNY, Bogdan e outros. **Operate and Restraint Signals of a Transformer Differential Relay**; *54th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, 2000*.
- [12] THOMPSON, Michael; CLOSSON, James R.; ELECTRIC, Basler. **Using Iop Characteristics to Troubleshoot Transformer Differential Relay Misoperation**; International Electrical Testing Association, 2001.
- [13] KEZUNOVIC, M. e outros. **Experimental Evaluation of EMT - BASED Current Transformer Models for Protection relay transient study**.
- [14] KASZTENNY, Bogdan; KULIDJIAN, Ara. **An Improved Transformer Inrush Restraint Algorithm Increases Security While Maintaining Fault Response Performance**; *53rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2000*
- [15] GUZMÁN, Armando e outros. **A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection – Part I: Problem Statement**; IEEE Transaction on Power Delivery, VOL 16, NO 4, October 2001.
- [16] GUZMÁN, Armando e outros. **A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection – Part II: Relay Description**; IEEE, 2002.

-
- [17] TAVARES, M. C.; entre outros. **Análise de Desempenho da Protecção Diferencial dos Transformadores de Potência com o Emprego do ATP-EMTP**; Seminário Nacional de Protecção e Transmissão de Energia Eléctrica, Paraná-Brasil 1999.
- [18] ABDULSALAM, Sami G. **Analytical Study of Transformer Inrush Current Transients and Its Applications**; IEEE, 2001.
- [19] TZIOUVARAS, Demetrios A. .“ **Mathematical Models for Currents, Voltage, and Coupling Capacitor Voltage Transformers**; IEEE, 2000.
- [20] GUZMAN, A.; ALTUVE, H.; TZIOUVARAS, D. . **Power Transformer Protection Improvements With Numerical Relays**; SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2005.
- [21] BRNCIC, Ivo; GAJIC, Zoran; EINARSSON, Torbjorn. **Transformer Differential Protection Improved by Implementation of Negative-Sequence Currents**; ABB Power Technologies.
- [22] DENTE, António. **Transitórios em Circuitos com Ligação Magnética**; IST, 2005/2006.
- [23] MAÑANA, M. e outros. **Effects of Magnetizing Inrush Current on Power Quality and Distributed Generation**; [s.n.], “*Asociación Española para el Desarrollo de la Ingeniería Eléctrica*”
- .

-
- [24] AGGARWAL, R.K. Mao, P.(1998). **Digital simulation of the transient phenomena in high voltage power transformers with particular reference to accurate fault detection**; *Simulation '98. International Conference on*, Publ. Nº. 457: pp. 390-397.
- [25] **ATP/EMTP Rule Book**; Canadian-American EMTP Users Group. Orientação Bibliográfica [Em Linha].
- [26] SEGATTO, Dr. Ênio Carlos; SILVA, Msc. Muria da. **Noções básicas para o uso do software ATP(Alternative Transients Program)**; Acedido em 2008, em:
- [27] ZOCHOLL, Stanley E. ; GUZMÁN, Armando; HOU, Daqing. **Modelagem de Transformador Aplicada à Protecção Diferencial**; SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2007.
- [28] BERNARDES, Alexandre Paciencia. **Esquema Completo de Protecção Diferencial de Transformadores para Teses em um Relé Digital**; Orientação Bibliográfica [Em Linha]. São Carlos: [s.n.], 2006. Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo.
- [29] KASZTENNY, Bogdan. **Impact of Transformer Inrush Currents on Sensitive Protection Function**; *Present at 32nd Annual Western Protection Relay Conference, 2005*.
- [30] HEALTHCOTE, Martin J. **The J & P Transformer Book**; 12^a ed. Oxford: 1998. ISBN 07506 1158 8.

-
- [31] BARBOSA, Daniel e outros. **Lógica Fuzzy aplicada à protecção de transformadores**; The Electrical Systems Planning Research Laboratory (Labplan), 1992
- [32] ZOCHOLL, Stanley E.; GUZMÁN, Armando; HOU, Daqing. **Modelagem de Transformador Aplicada à Protecção Diferencial**; SEL - Schweitzer Engineering Laboratories.
- [33] **CT Application Guide for the 489 Generator Management Relay**; GE Publication No. GET-8420,2002
- [34] FOLKERS, Ralph. **Determine Current Transformer Suitability Using EMTP Models**; SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 1999.
- [35] POZUETA, Miguel Angel Rodríguez. **Regímenes Transitorios De Los Transformadores**
- [36] OZGONENEL, Okan; ONBILGIN, Guven; KOCAMAN, Çagri. **Transformer Protection Using Wavelet Transform**; Turk J. Elec Engin, VOL.13, NO.1, 2005
- [37] **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System**; American National Standards Institute, Approved January 4,1993
- [38] HOIDALEN, Hans e outros. **Implementation of New Features in ATPDraw Version 3**; International Conference on Power System Transients – IPST 2003.

-
- [39] C. H. Eilnval and J. R. Linders. **A Three-phase Differential Relay for Transformer Protection. IEEE Trans; PAS, VOL. PAS-94,no , pp.1971-198, Nov./Dec.1975.**
- [40] G. D. Rockefeller. **Fault Protection With a Digital Computer; IEEE Trans. PAS, VOL. PAS-98, pp 438-464, April. 1969.**
- [41] W. K. Sonnemann; C. L. Wagner e G. D. Rockefeller. **Magnetizing Inrush Phenomena in Transformer Banks; AIEE Transaction, p. III, VOL. 77, pp. 884-892, Oct. 1958**
- [42] J. A. Sykes. **A New Technique for High Speed Transformer Fault Protection Suitable for Digital Computer Implementation; In Power Engineering Society Summer Meeting, 197, IEEE Paper no. C72 429-9.**
- [43] BRUNKE, John H.; FROHLICH, Klaus J..**Elimination of Transformer Inrush Currents by Controlled Switching. Part I – Theoretical; IEEE.**
- [44] SEGATTO, Ê. C.; COURY, D. V..**Redes Neurais Artificiais Recorrentes Aplicadas Na Correção de Sinais Distorcidos pela Saturação de Transformadores de Corrente; EESC.**
- [45] **Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2006; REN.**

Esta folha foi expressamente deixada em branco

APÊNDICE A

(I, V) point. 7.17000E-04 1.01000E+00 | 0.717000000E-03 1.01

(I, V) point.	1.25062E-03	1.11000E+00	0.125062000E-02	1.11
(I, V) point.	9.78600E-03	1.21000E+00	0.978600000E-02	1.21
(I, V) point.	3.77700E-02	1.31000E+00	0.377700000E-01	1.31
Special termination-of-points card.			9999	

Derived saturation curve gives peak current as a function of flux :

Row	Current [amp]	Flux [volt-sec]
-5	-54.4729512396	-432.4517406251
-4	-14.6056496908	-399.4401573712
-3	-1.5135389571	-366.4285741174
-2	-0.5807406351	-333.4169908636
2	0.5807406351	333.4169908636
3	1.5135389571	366.4285741174
4	14.6056496908	399.4401573712
5	54.4729512396	432.4517406251
	9999	

Next, check the derived curve by independent reverse computation. Assuming sinusoidal voltage (flux) at the level of each point,

rms current is found numerically. This curve should be equal to the original I-V points inputted.

Row	Current in P.U.	Voltage in P.U.
2	0.00071700	1.01000000
3	0.00125062	1.11000000
4	0.00978600	1.21000000
5	0.03777000	1.31000000

Request for flushing of punch buffer.	\$PUNCH
---------------------------------------	---------

A listing of 80-column card images now being flushed from punch buffer follows.

=====
==

123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456
789

=====
==

C <+++++> Cards punched by support routine on 29-May-08 13:00:22 <+++++>

C SATURATION

C C FREQ ><VBASE ><SBASE > < KTHIRD>

C 50.0 73.3333 42.0 1

C C IRMS (PU) >< VRMS (PU) >

C 0.717000000E-03 1.01

C 0.125062000E-02 1.11

C 0.978600000E-02 1.21

C 0.377700000E-01 1.31

C 9999

-5.44729512E+01 -4.32451741E+02

-1.46056497E+01 -3.99440157E+02

-1.51353896E+00 -3.66428574E+02

-5.80740635E-01 -3.33416991E+02

5.80740635E-01 3.33416991E+02

1.51353896E+00 3.66428574E+02

1.46056497E+01 3.99440157E+02

5.44729512E+01 4.32451741E+02

9999

=====< End of LUNIT7 punched cards as flushed by \$PUNCH request >=====

Blank card terminating "SATURATION" data cases. |BLANK LINE

Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. ----- CP
sec Wait sec Real sec

Totals 0.000 0.000 0.000

APÊNDICE B

Função Algorítmica “Forma de Onda”

❖ OCORRÊNCIA DE CORRENTES DE MAGNETIZAÇÃO SEM DEFEITOS

Ao analisarmos as simulações efectuadas ao algoritmo “Forma de Onda”, verificamos que nas figuras 4.1 e 4.2 está representado o comportamento do algoritmo perante o teste “correntes de magnetização das Fases A, B e C”.

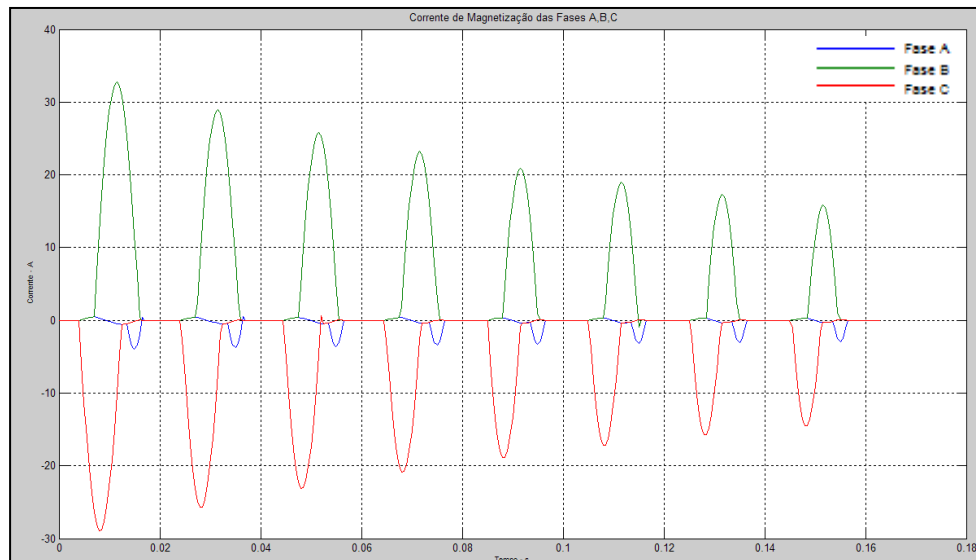


Fig. 4.1 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com Instante de Ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,0003s$

Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0.0003” → “OK”

Na Fig. 4.1, as correntes de magnetização foram geradas pela ligação do TP (Transformador de Potência) no instante $t = 0,0003s$, enquanto na Fig. 4.2 as correntes de magnetização ocorreram com a ligação do TP no instante $t = 0,005s$.

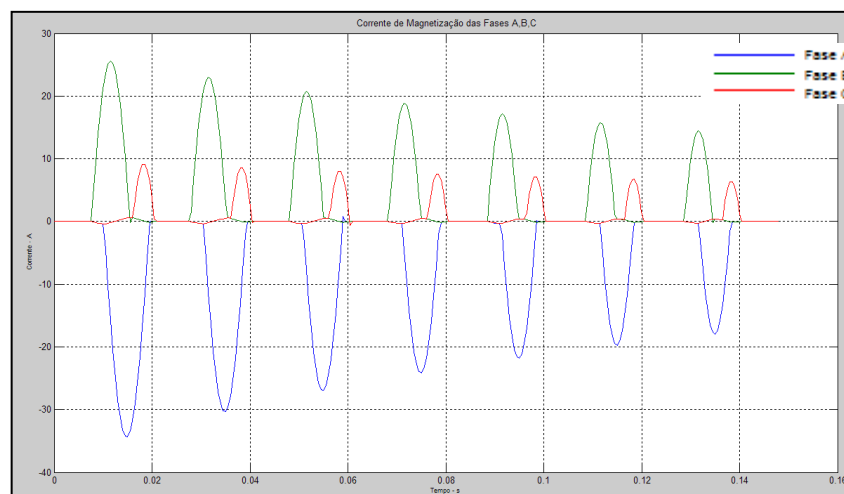


Fig. 4.2 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com Instante de Ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,005s$

Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0.005” → “OK”

Como se pode verificar em ambas as situações a função algorítmica “Forma de Onda” bloqueou a função protecção fazendo com que esta não actuasse.

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE A

Nas figuras 4.3 e 4.4, observa-se que as correntes de magnetização ocorreram quando se estabeleceu ligação do TP ao sistema no instante $t = 0,0003s$ bem como o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase A.

Na Fig. 4.3, este defeito foi simulado com uma resistência de 1Ω e a função algorítmica actuou, fazendo com que a função de protecção actuasse.

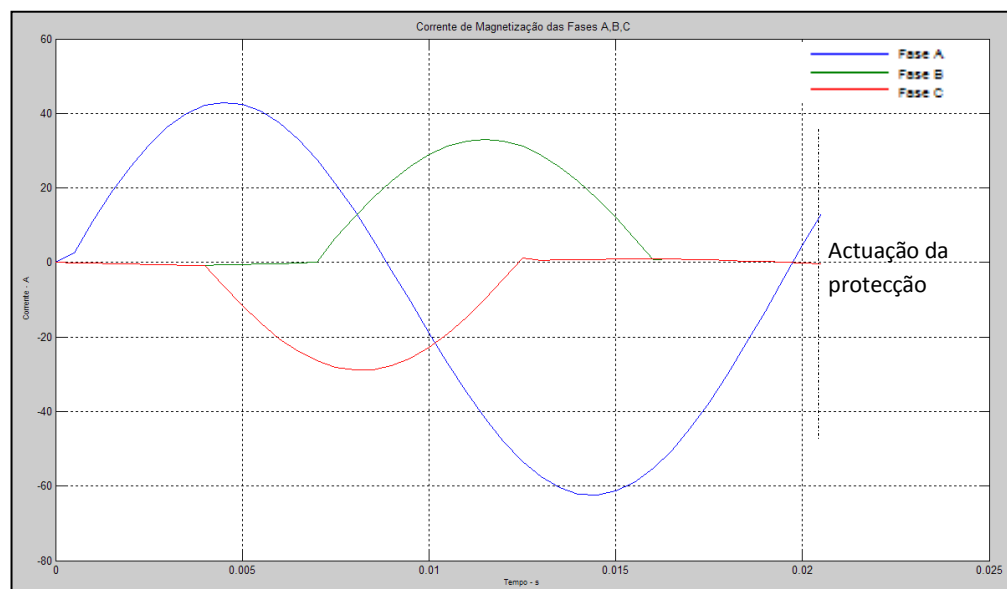


Fig. 4.3 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,0003s$ - *Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 1Ω*
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → $t = 0,0003$ C.C. = $0,0003$ (R = 1)” → “OK”

Na Fig. 4.4, a função algorítmica “Forma de Onda” apesar de ter sido testada no mesmo instante de tempo ($t = 0,0003s$), foi seleccionada a resistência 10000Ω , fazendo com que esta mantivesse bloqueada a função de protecção.

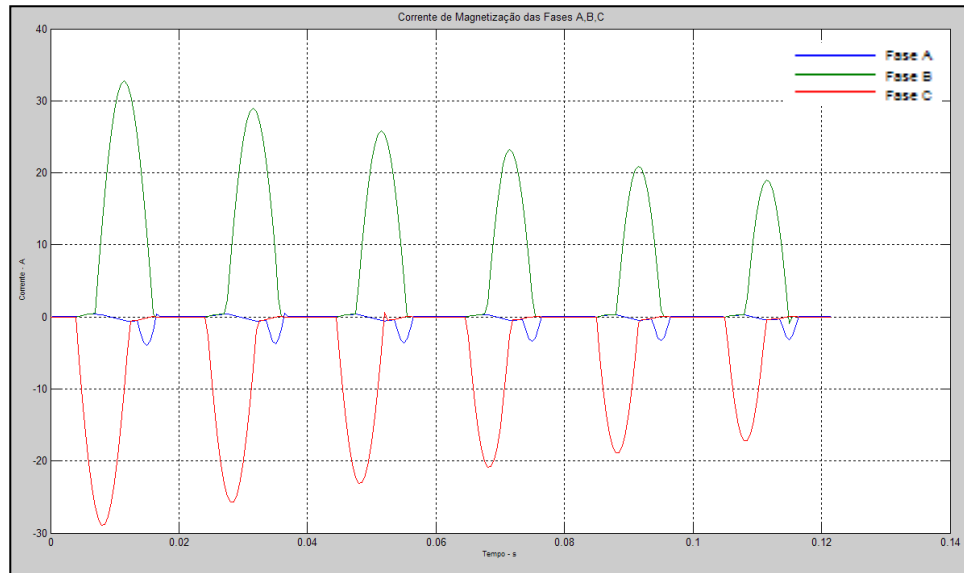


Fig. 4.4 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 10000Ω
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → $t = 0,0003$ C.C. = $0,0003$ (R = 10000)” → “OK”

Na Fig. 4.5, verificamos a ligação do TP aos $0,005s$ e um curto-circuito (defeito à terra) no instante $t = 1s$. Como podemos contemplar, a função algorítmica actuou a função protecção, fazendo com que esta actuasse.

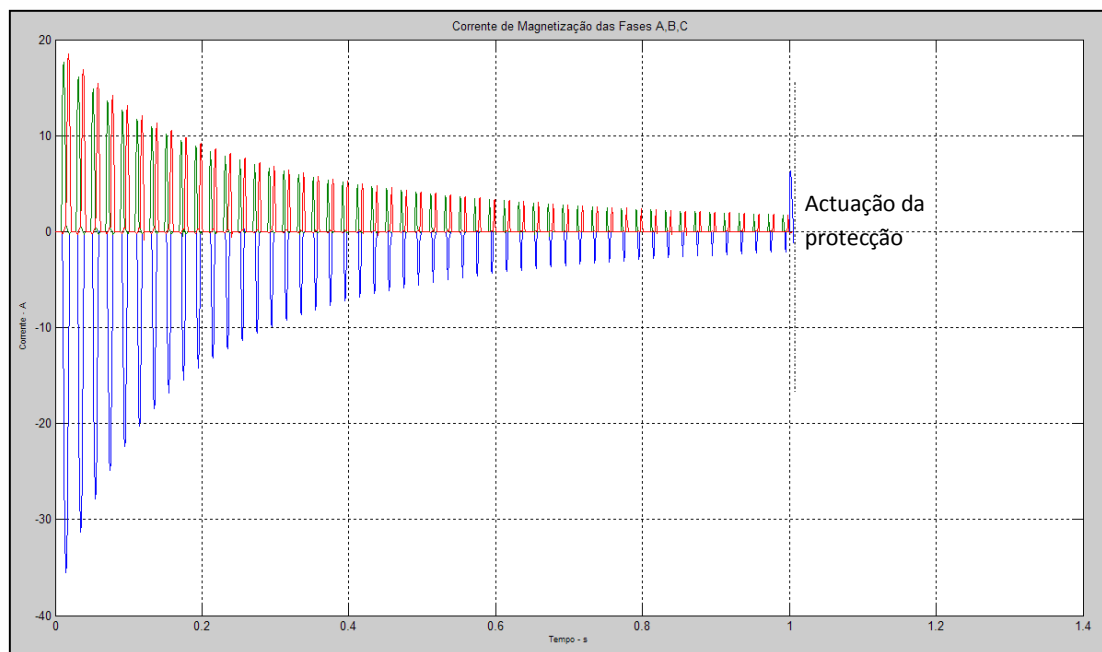


Fig. 4.5 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 1s$ e Resistência = 100Ω
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → $t = 0,005$ C.C. = 1 (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE B

Nas figuras 4.6 e 4.7, as correntes de magnetização geradas pelo TP (Transformador de Potência) com o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase B, são executados no instante $t = 0,005s$.

Na Fig. 4.6, este defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω e a função algorítmica actuou a função protecção, fazendo com que esta actuasse.

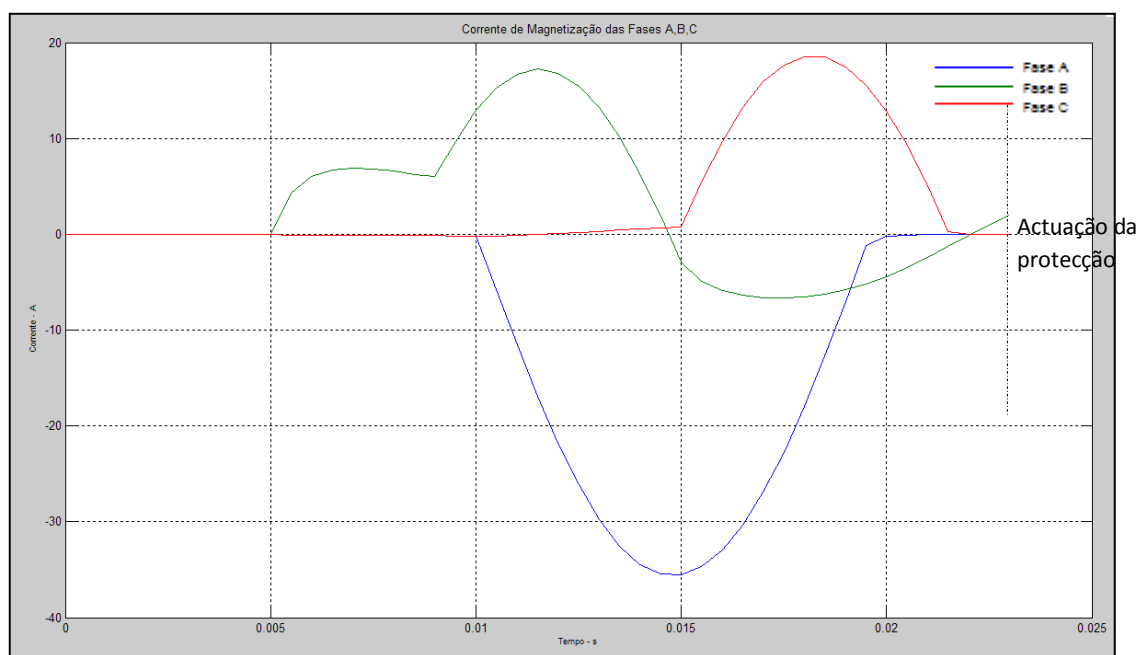


Fig. 4.6 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 100Ω

Menu: "Forma de Onda" → "OK" → "Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)" → " $t = 0,005$
C.C. = $0,005$ (R = 100)" → "OK"

Conforme se pode observar (Fig. 4.7) a simulação foi realizada nos mesmos padrões (instante de tempo e tipo de teste), alterando apenas a resistência (10000Ω), sendo o suficiente para que a função algorítmica, “ordenasse” para que a função protecção não actuasse, mantendo-a bloqueada.

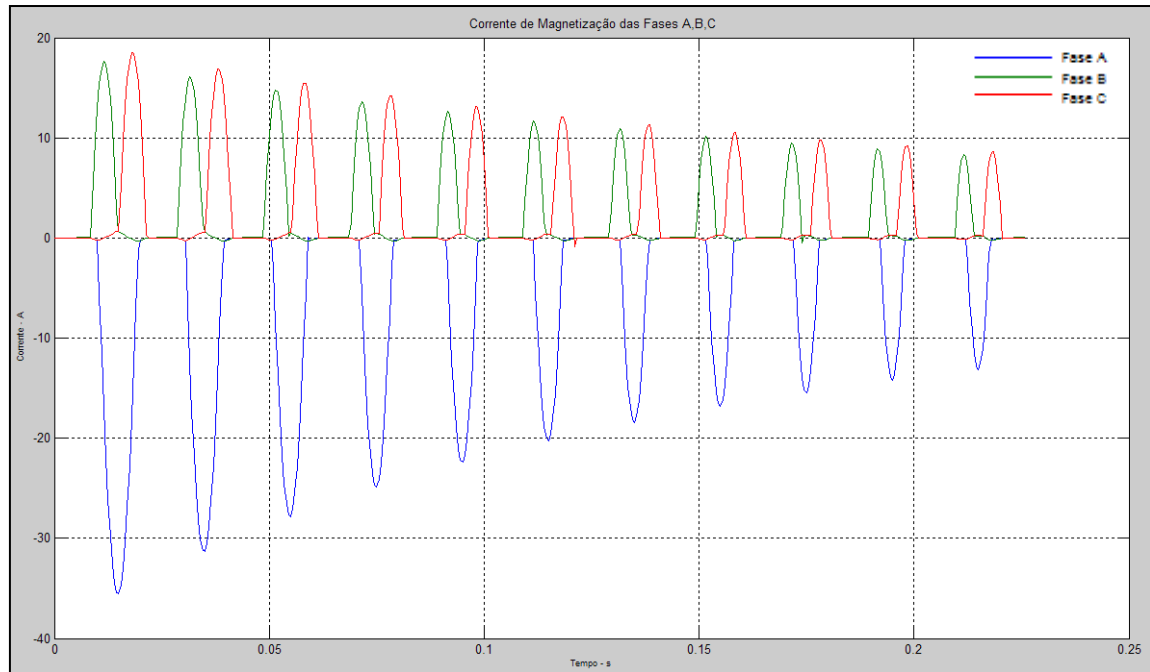


Figura 4.7 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 10000Ω
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,005 (R = 10000)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE C

Nas figuras 4.8 e 4.9, as correntes de magnetização geradas pelo TP assim como o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase C, são executados no instante $t = 0,004s$.

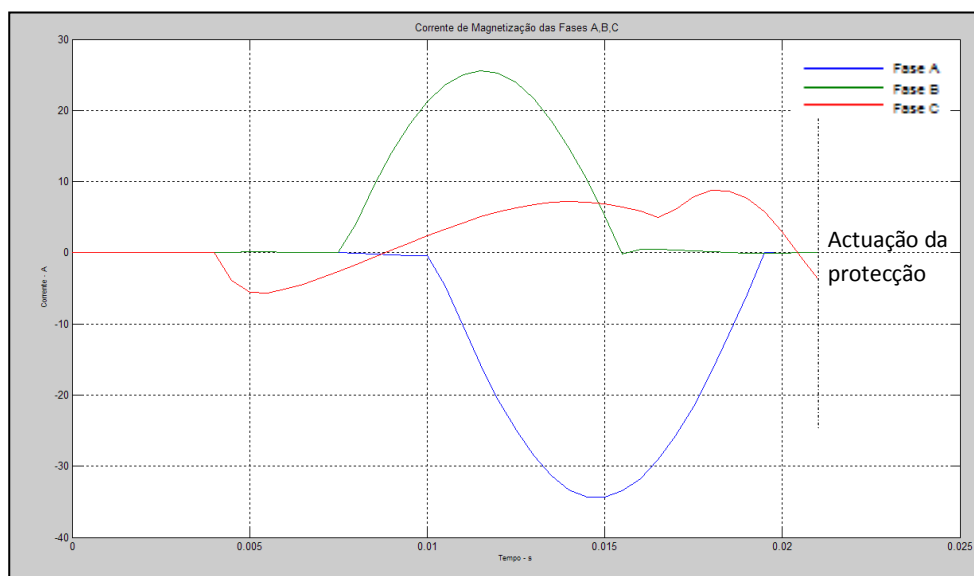


Fig. 4.8 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência $= 100\Omega$
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 100)” → “OK”

Como podemos verificar na Fig. 4.8, este defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω fazendo com que a função algorítmica desbloqueasse e a função protecção actuasse.

Na Fig. 4.9, embora a simulação seja realizada nos mesmos instantes de tempo, a resistência foi de 10000Ω sendo o suficiente para que a função algorítmica se mantivesse bloqueada.

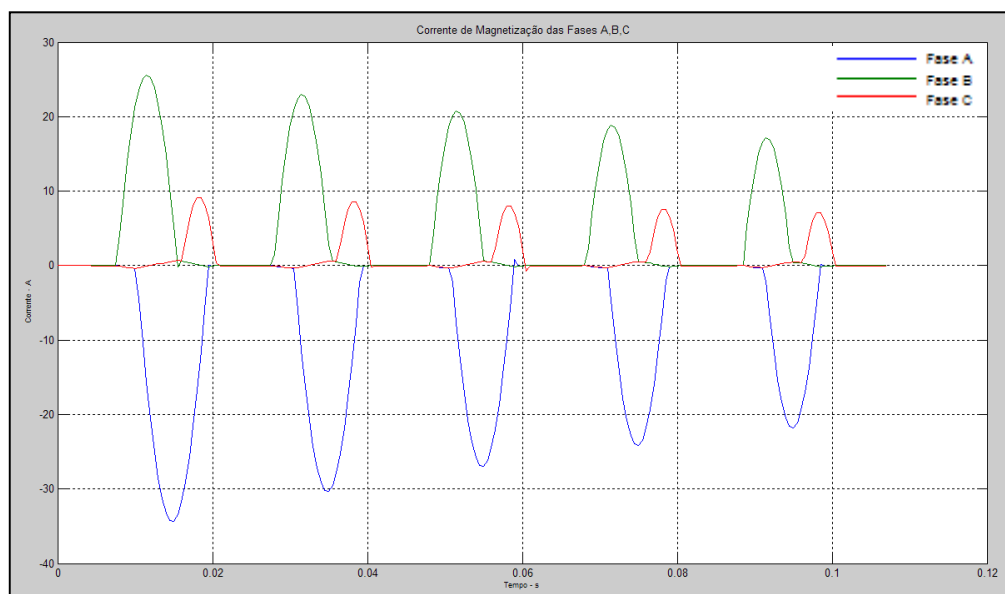


Fig. 4.9 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência $= 10000\Omega$
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 10000)” → “OK”

❖ Ocorrência de Defeito na Fase AB

Na Fig.4.10, o TP é ligado ao sistema no instante $t = 0,004s$, e o curto-circuito simulado (defeito entre a Fase A e a Fase B) acontece no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω . Como se verifica a função algorítmica desbloqueia e permite a função protecção actuar.

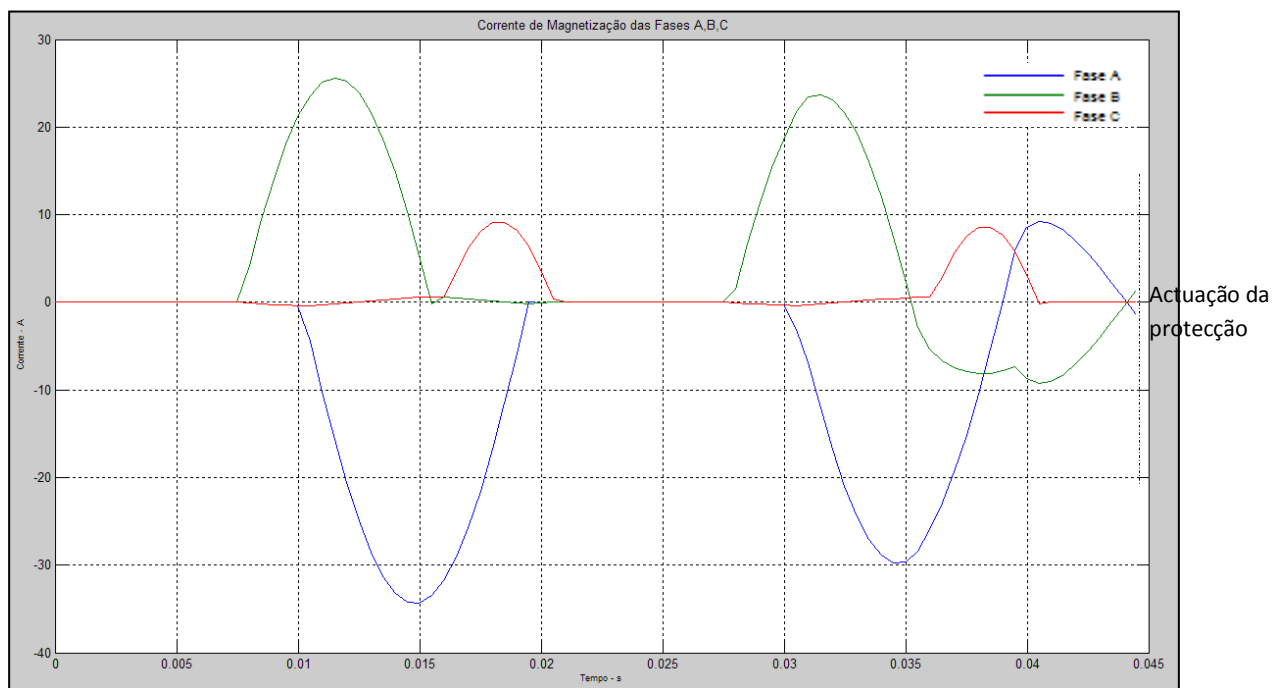


Fig. 4.10 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase AB em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AB - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,03 (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE AC

Na Fig. 4.11, o TP é ligado ao sistema no instante $t = 0,005s$, o curto-circuito simulado (defeito entre a Fase A e a Fase C) acontece no instante $t = 0,03s$ com resistência 100Ω . A função algorítmica desbloqueia e permite a função protecção actuar.

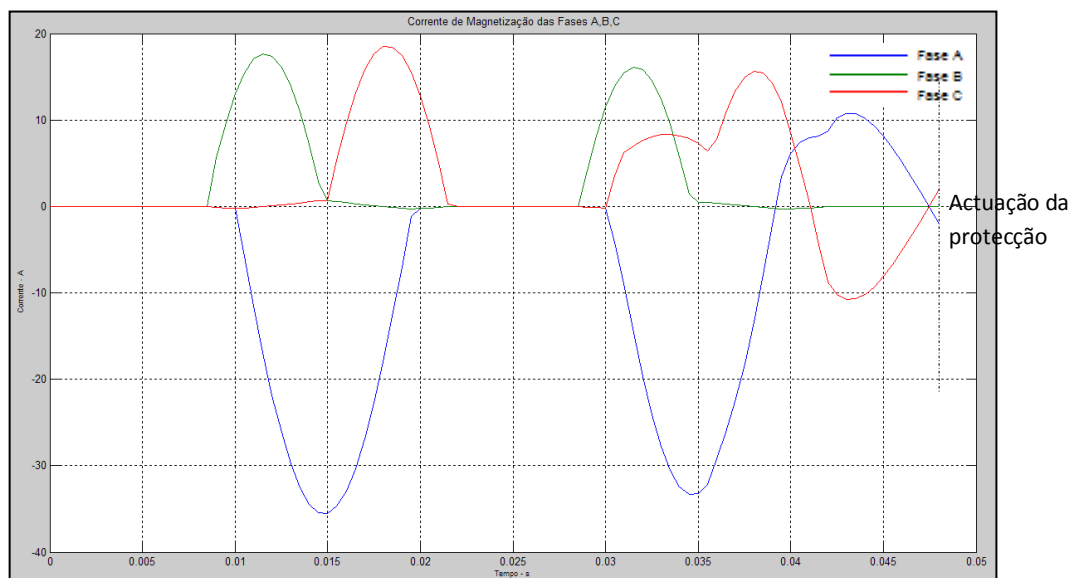


Fig. 4.11 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador e Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase AC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AC - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,03 (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE BC

Na Fig. 4.12, o TP é ligado ao sistema no instante $t = 0,0003s$, o curto-circuito simulado (defeito entre a Fase B e a Fase C) acontece no instante $t = 0,03s$ com resistência 100Ω . Como se verifica a função algorítmica desbloqueia a função protecção, fazendo com que esta actue no sistema.

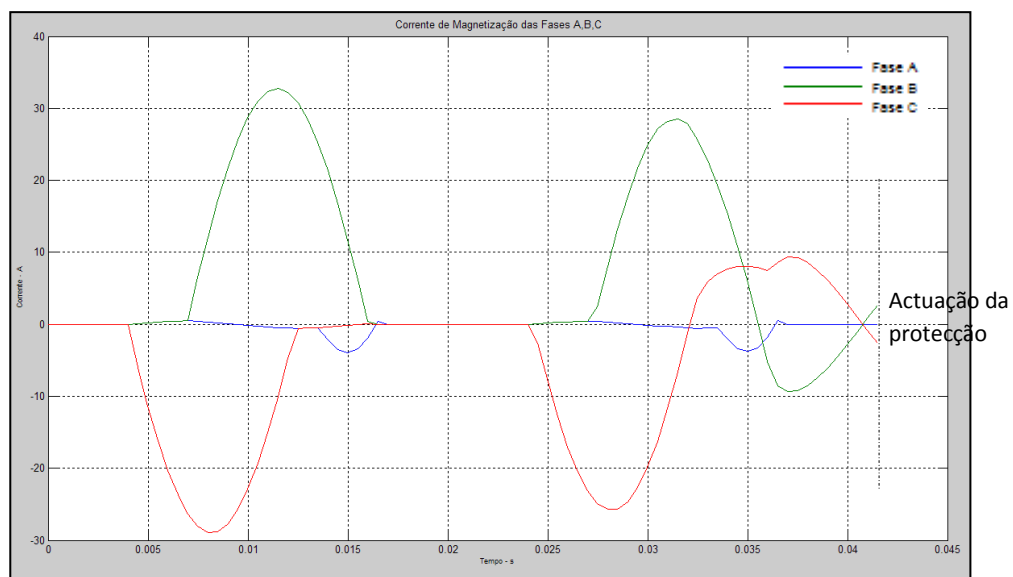


Fig. 4.12 – Corrente de Magnetização que passa no TC (Transformador de Corrente) com instante de ligação do TP (Transformador de Potência) em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase BC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω
Menu: “Forma de Onda” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase BC - Vazio)” → $t = 0,0003$ C.C. = $0,03$ (R = 100)” → “OK”

Função Algorítmica “Segunda Harmónica”

❖ OCORRÊNCIA DE CORRENTES DIFERENCIAIS SEM DEFEITO

Nas figuras 4.13 e 4.14 podemos ver as correntes diferenciais que passam nos TC's.

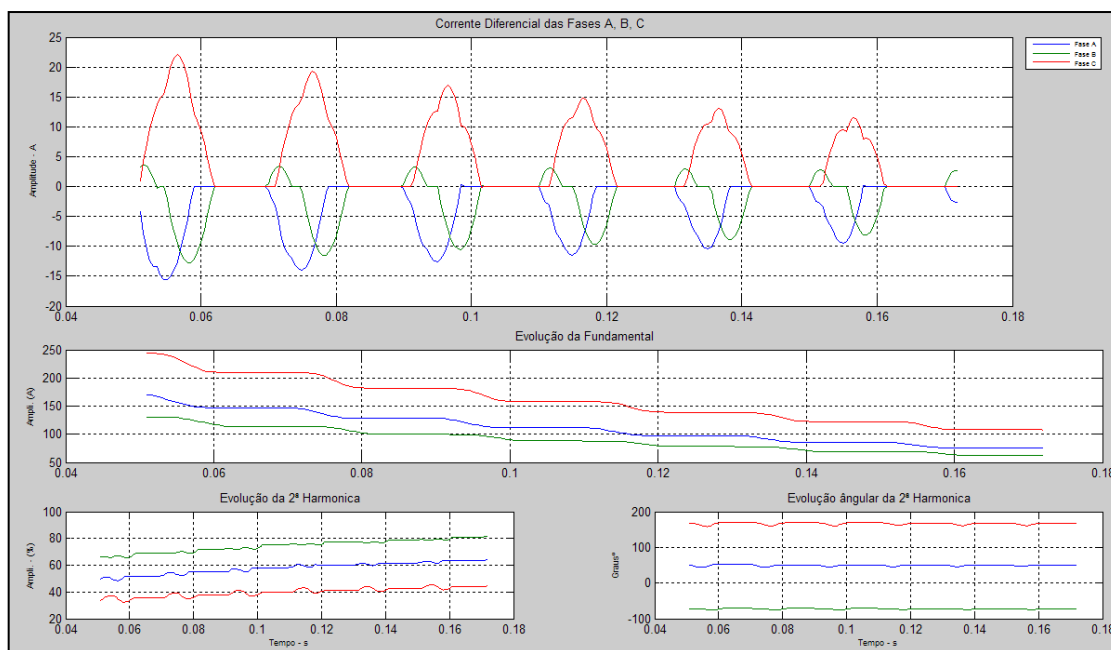


Fig. 4.13 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,006s$
Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0,006” → “OK”

Na Fig. 4.13, accionou-se o TP no instante $t = 0,006s$ enquanto na Fig. 4.14 foi aos 0,008s. Como se pode verificar em ambas as situações, a função algorítmica continuou bloqueada.

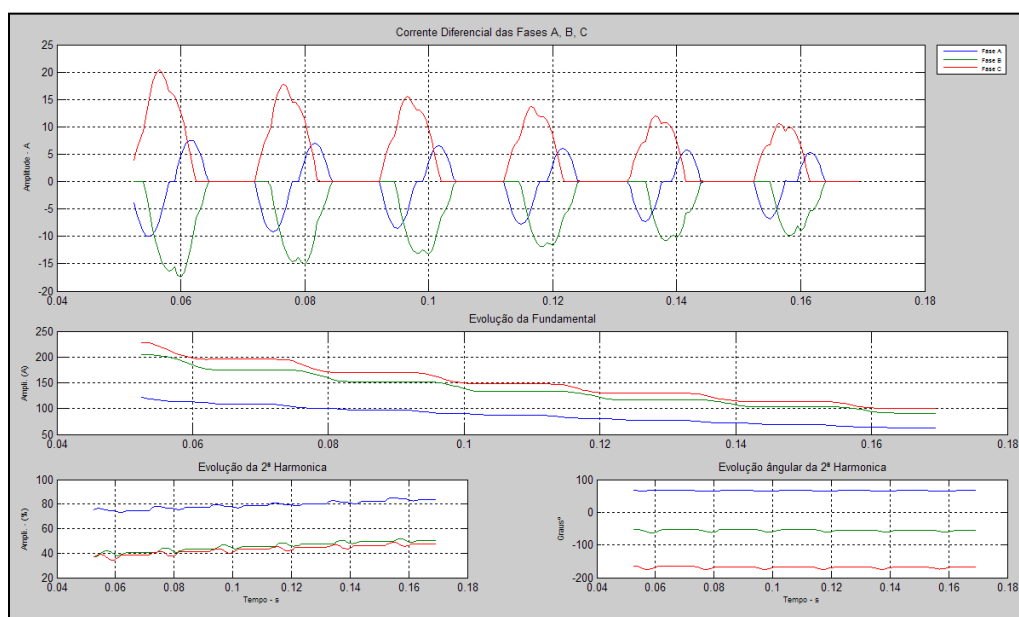


Fig. 4.14 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de ligação do TP em $t = 0,008s$
Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0,008” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE A

Nas simulações seguintes (Fig. 4.15 e 4.16) ligou-se o TP no instante $t = 0,0003s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase A, encontrou-se também nesse mesmo instante.

Na Fig. 4.15, o defeito foi simulado com resistência de 100Ω e a função algorítmica actuou, levando à função protecção actuar, enquanto na Fig. 4.16 é demonstrada a simulação nos mesmos instantes de tempo, mas com resistência de 10000Ω , diferença suficiente para que a função algorítmica continuasse bloqueada.

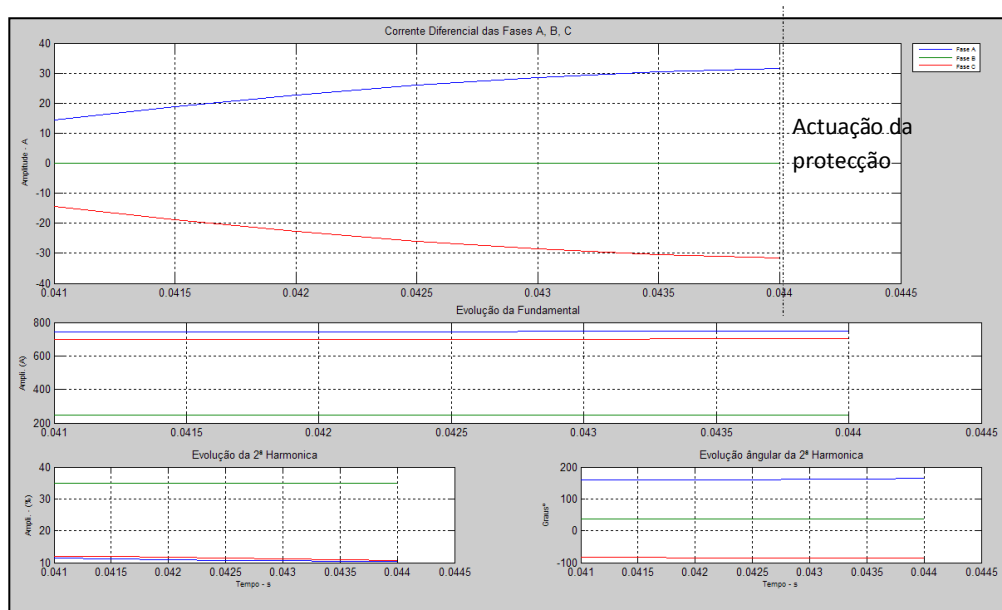


Fig. 4.15 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → $t = 0,0003$
C.C. = 0,0003 (R = 100) → “OK”

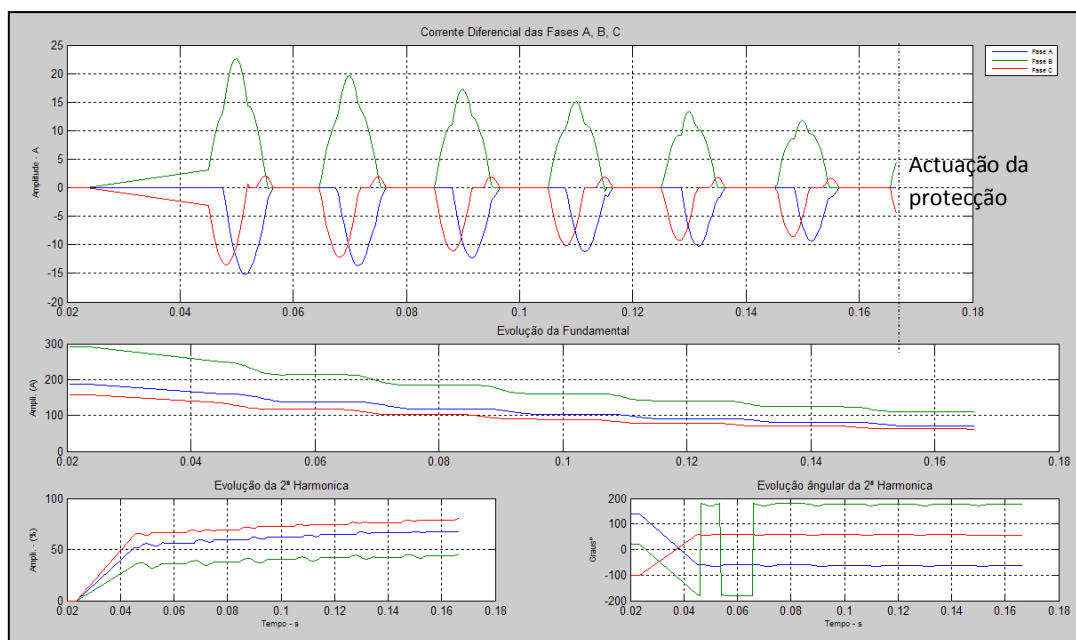
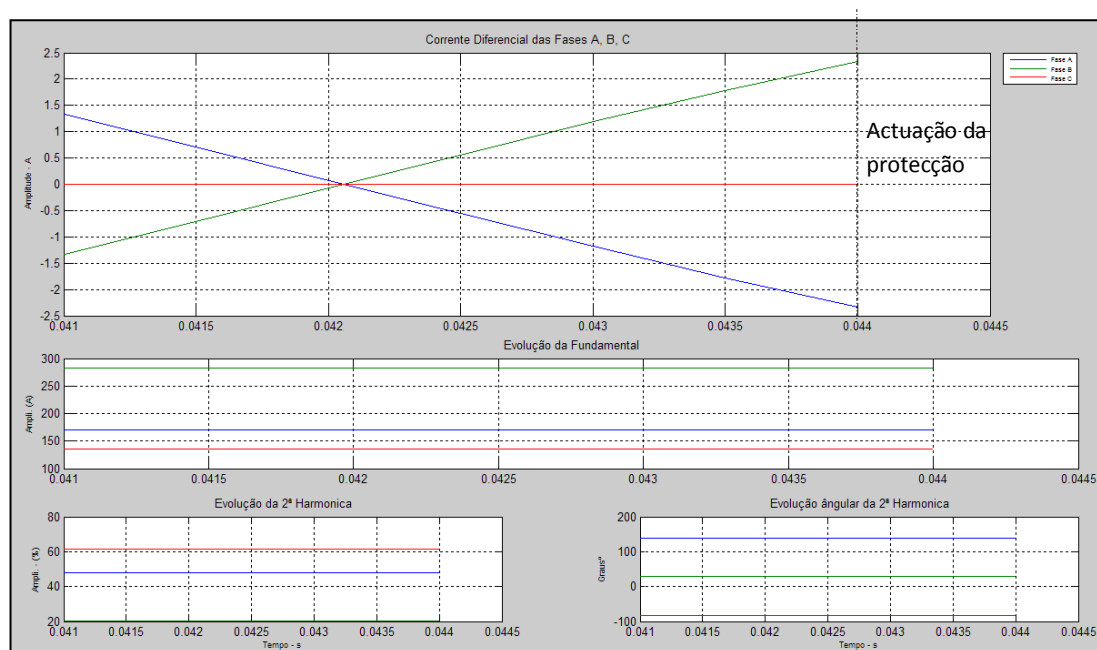


Figura 4.16 – Corrente diferencial que passa no TI com instante de ligação do TP em $t = 0,0003s$,
Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 10000Ω
Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → “t = 0,0003
C.C. = 0,0003 (R = 10000)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE B

Nesta simulação, conforme se observa a Fig. 4.17, ligou-se o TP ao sistema no instante $t = 0,005s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase B, encontra-se também nesse mesmo instante simulado com resistência 100Ω . A função algorítmica actuou e permitiu com que a função protecção actuasse.



Nas Fig. 4.17 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na
curt Fase B em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω
inst: Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → “t = 0,0003
C.C. = 0,005 (R = 100)” → “OK”

Na figura 4.18 o defeito foi simulado com resistência de 100Ω e o algoritmo ficou desbloqueado e actuou, enquanto na Fig. 4.19, apesar de ter sido simulado nos mesmos instantes de tempo, a resistência foi de 10000Ω fazendo com que a função algorítmica continuasse bloqueada.

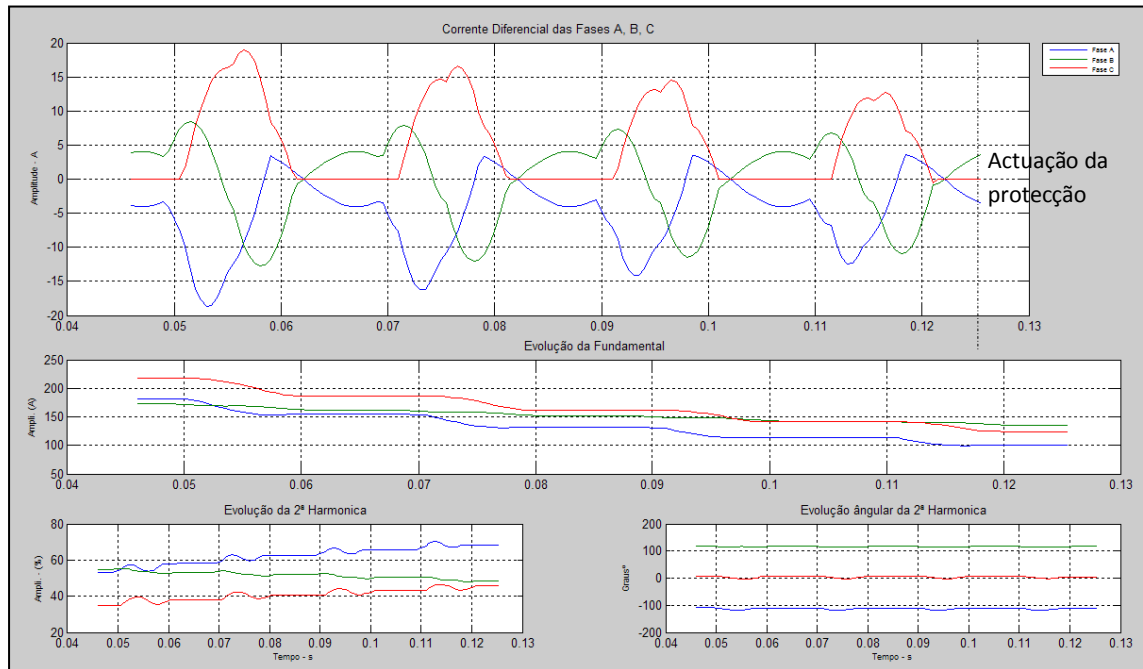


Fig. 4.18 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,005 (R = 100)” → “OK”

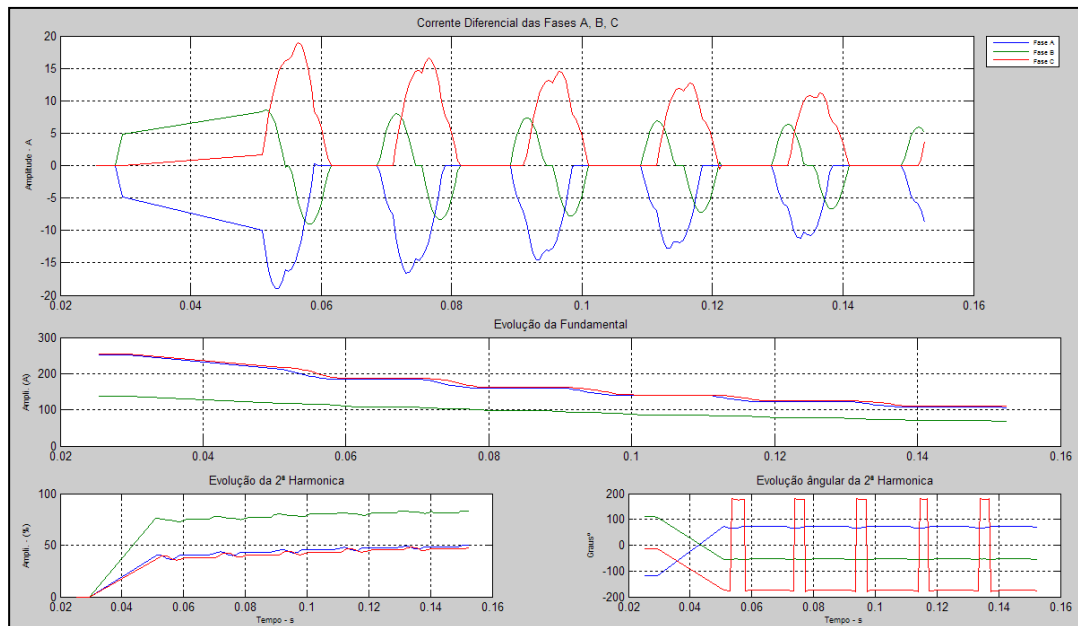


Fig. 4.19 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,005 (R = 10000)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE C

Nas figuras 4.20 e 4.21, verifica-se que ao ligar-se o TP no instante $t = 0,004s$ o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase C, encontrou-se também nesse mesmo instante de tempo. Na figura 4.20 o defeito foi simulado com resistência de 1Ω e a função algorítmica actuou a função protecção, actuando no sistema.

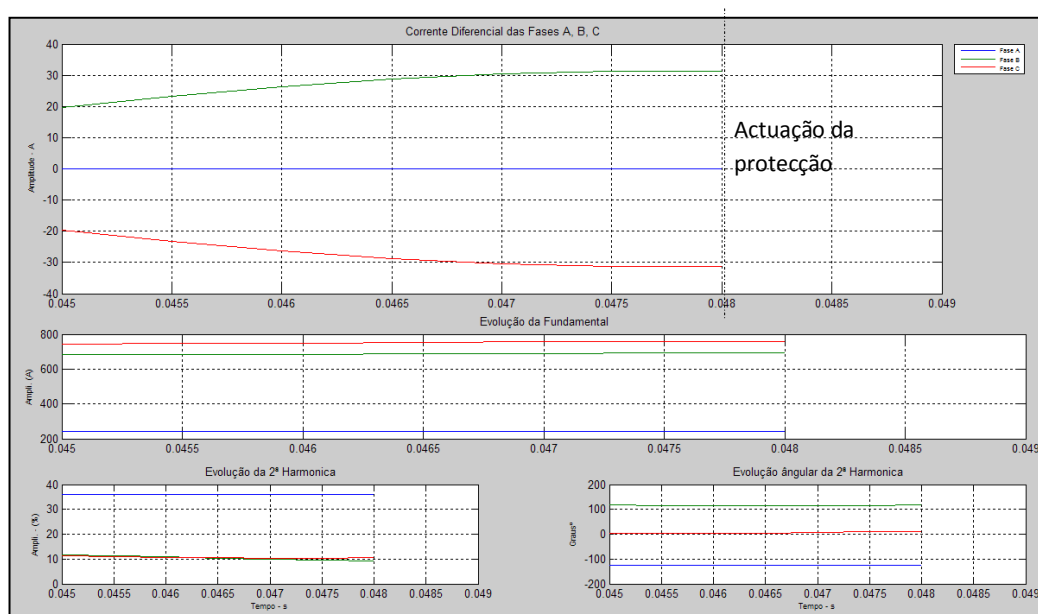


Fig. 4.20 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência = 1Ω

Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 1)” → “OK”

Na Fig. 4.21 a simulação da ligação do TP ao sistema, bem como o curto-circuito, foram realizadas nas mesmas condições, diferenciando apenas a resistência (100Ω), fazendo com que a função algorítmica continuasse bloqueada.

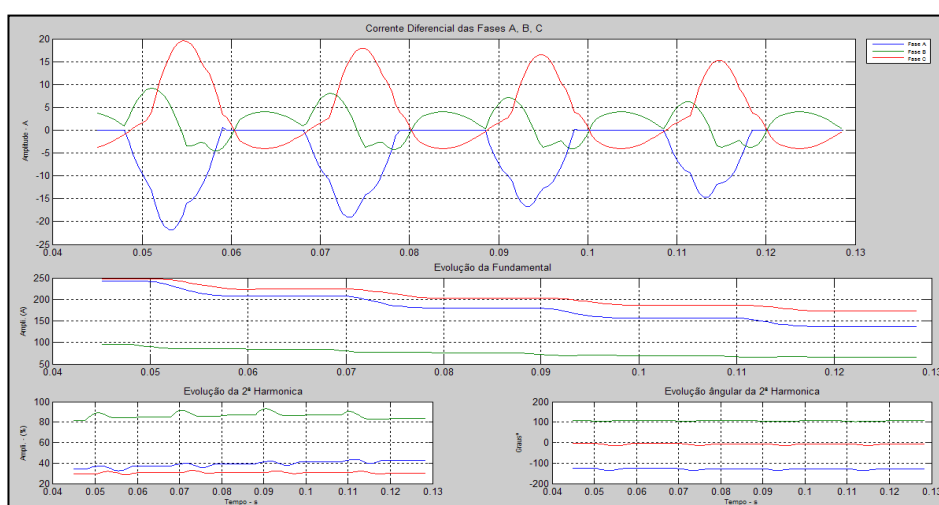


Fig. 4.21 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE AB

Na Fig. 4.22, o TP (Transformador de Potência) foi ligado ao sistema no instante 0,0003s e o curto-circuito (defeito entre a Fase A e a Fase B) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω . Como se verifica a função algorítmica actuou a função protecção, permitindo a sua actuação.

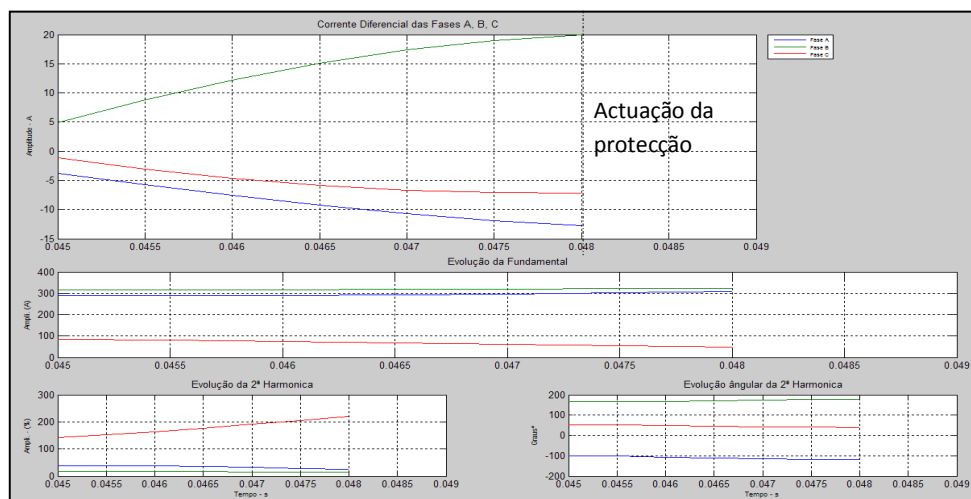


Fig. 4.22 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase AB em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AB - Vazio)” → $t = 0,0003$
C.C. = 0.03 (R = 100) → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE AC

Na Fig. 4.23, o TP foi ligado ao sistema no instante 0,005s e o curto-circuito (defeito entre a Fase A e a Fase C) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com resistência de 100Ω . Observando o comportamento da protecção ao longo do tempo verificamos que aquando da ocorrência do defeito, esta actua no sistema.

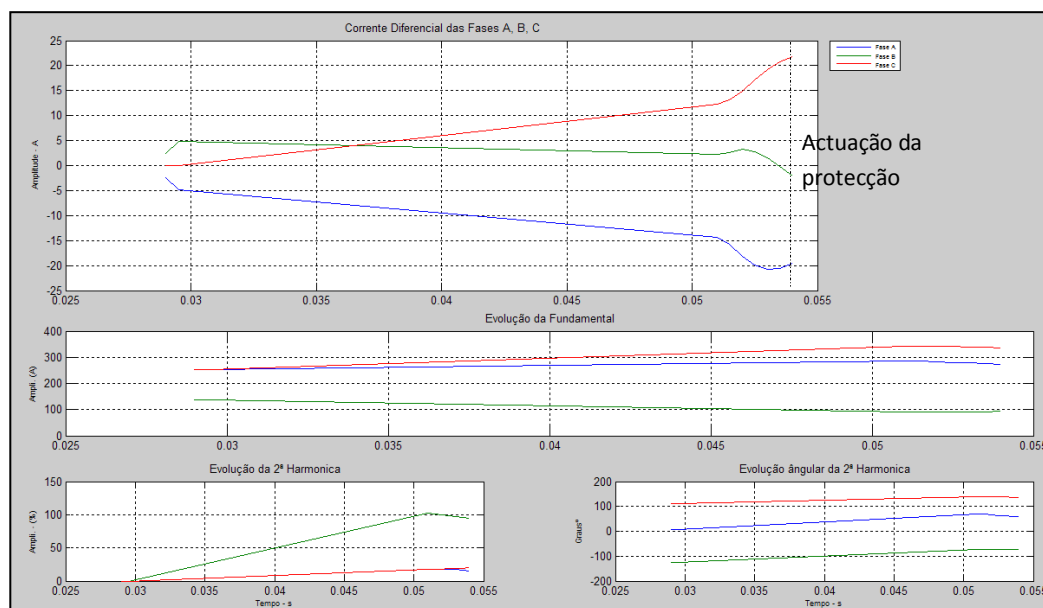


Fig. 4.23 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase AC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AC - Vazio)” → $t = 0,005$
C.C. = 0.03 (R = 100) → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE BC

Na Fig. 4.24, conforme se pode verificar o TP é ligado ao sistema no instante 0,004s, e o curto-circuito (defeito entre a Fase B e a Fase C) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω .

Ao analisar o gráfico seguinte, verificamos que a função algorítmica actuou a função protecção, permitindo que esta actuasse no sistema.

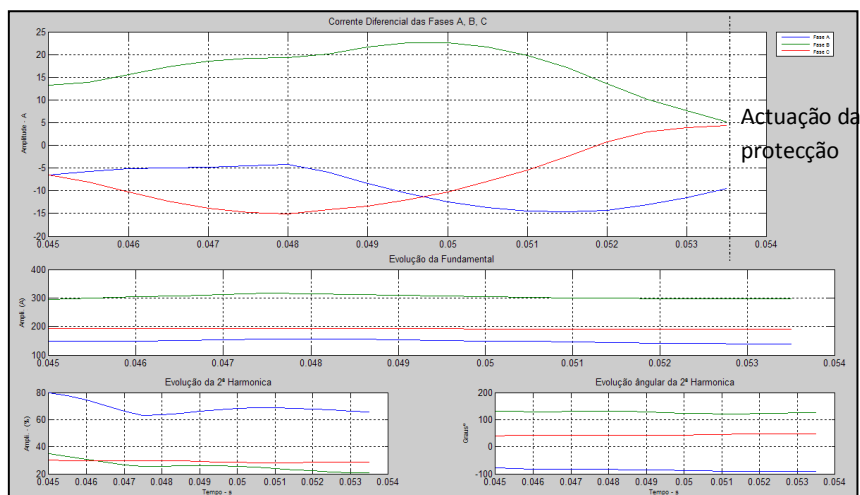


Fig. 4.24 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase BC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω
Menu: “2ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase BC - Vazio)” → $t = 0.004$

Função Algorítmica “Segunda Harmónica Mais Componente DC”

Para a apresentação dos resultados deste algoritmo, os mesmos vão ser seriados segundo a ocorrência ou não de defeitos e aquando da sua sucessão, segundo as fases.

❖ OCORRÊNCIA DE CORRENTES DIFERENCIAIS SEM DEFEITO

Na Fig. 4.25 ligou-se o TP ao sistema no instante $t = 0,006s$ enquanto na Fig. 4.26 o TP foi ligado em $t = 0,009s$. Como se verifica, a protecção diferencial continuou bloqueada não actuando no sistema.

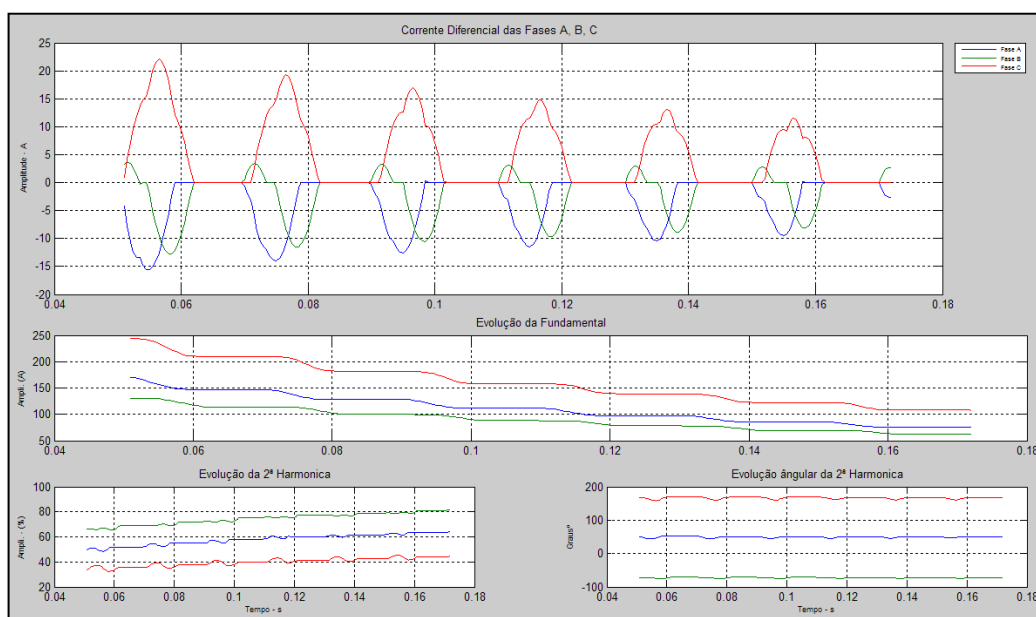


Fig. 4.25 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,006s$
Menu: “2ª Har + DC.” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0,006” → “OK”

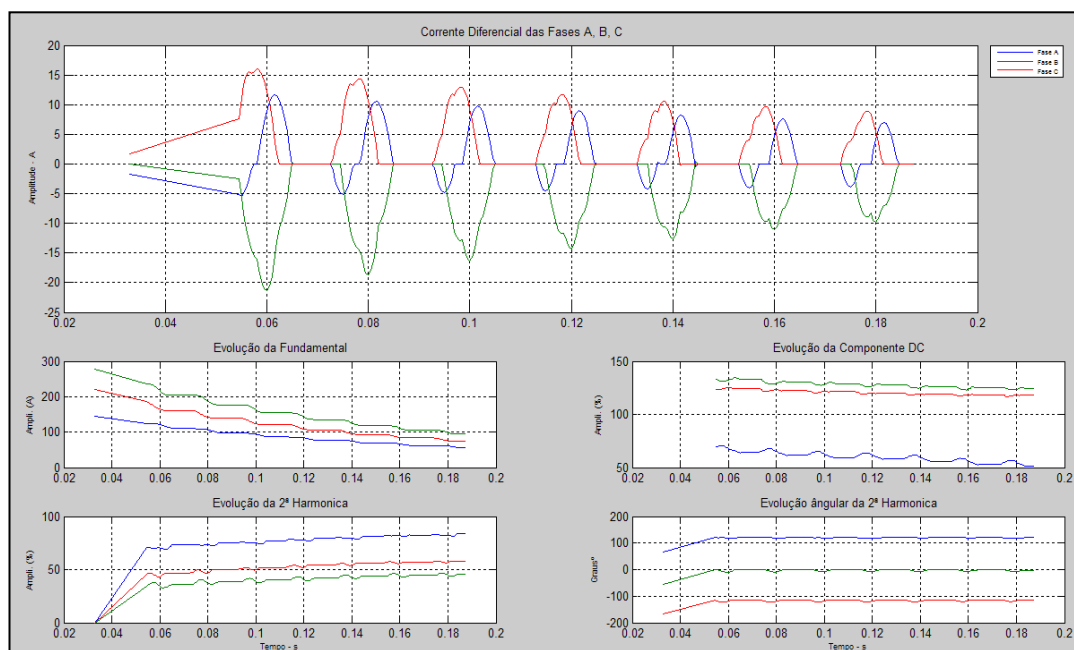


Fig. 4.26 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,009s$
Menu: “2ª Har + DC.” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0,009” → “OK”

Nas figuras 4.27 e 4.28, podemos ver as correntes diferenciais que passam nos TC's. Nestas simulações ligou-se o TP no instante $t = 0,0003s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase A, foi igualmente induzido nesse mesmo instante.

Na Fig. 4.27 o defeito foi simulado com resistência de 100Ω e a protecção diferencial actuou, em enquanto na Fig. 4.28, apesar de simulado no mesmo instante de tempo foi a resistência foi de 10000Ω , tendo sido o suficiente para que a função algorítmica se mantivesse bloqueada, não permitindo a função protecção actuar.

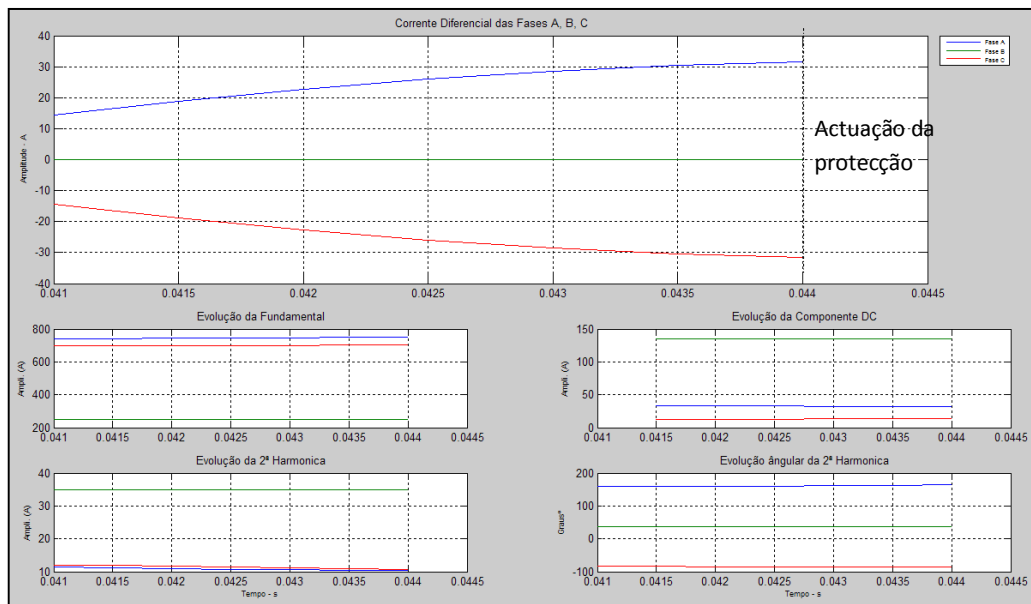


Fig. 4.27 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → “t = 0,0003 C.C. = 0,0003 (R = 100)” → “OK”

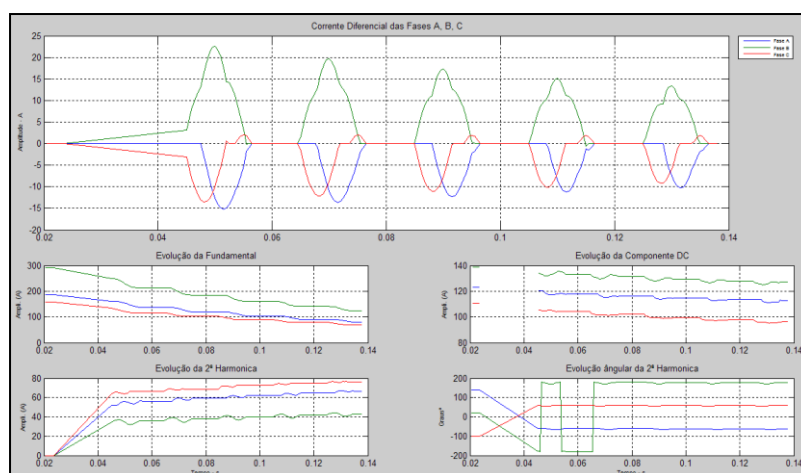


Fig. 4.28 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → “t = 0,0003 C.C. = 0,0003 (R = 10000)” → “OK”

❖ Ocorrência de Defeito na Fase B

Nas figuras 4.29 e 4.30, é demonstrado a ligação do TP no instante $t = 0,005s$ bem como o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase B. Na Fig. 4.29 o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω enquanto na Fig. 4.30 este foi simulado com uma resistência de 10000Ω . Como se pode observar, em ambos os casos a protecção diferencial actua.

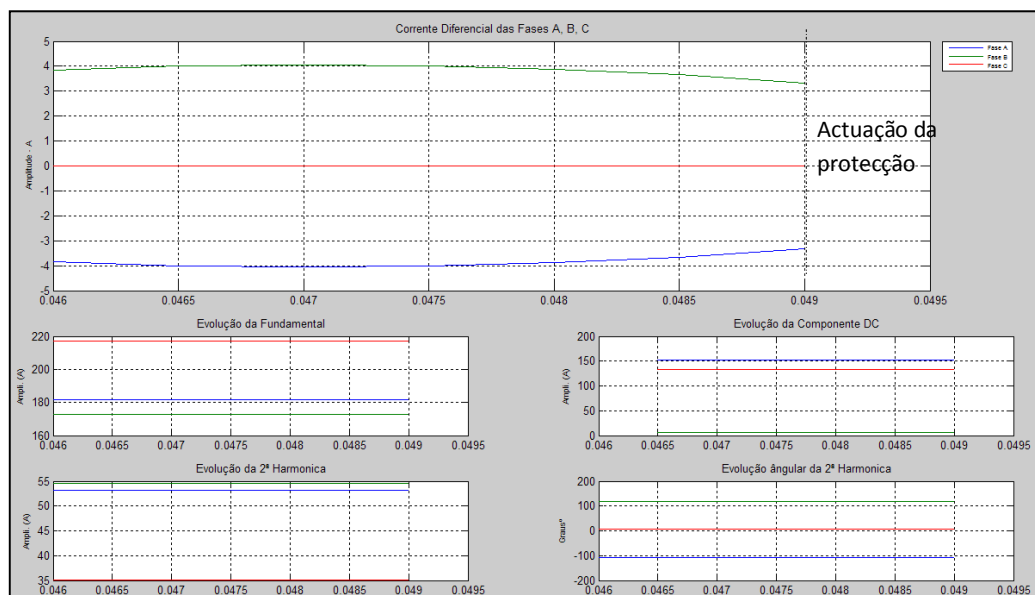


Fig. 4.29 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → $t = 0,005$ C.C. = $0,005$ (R = 100)” → “OK”

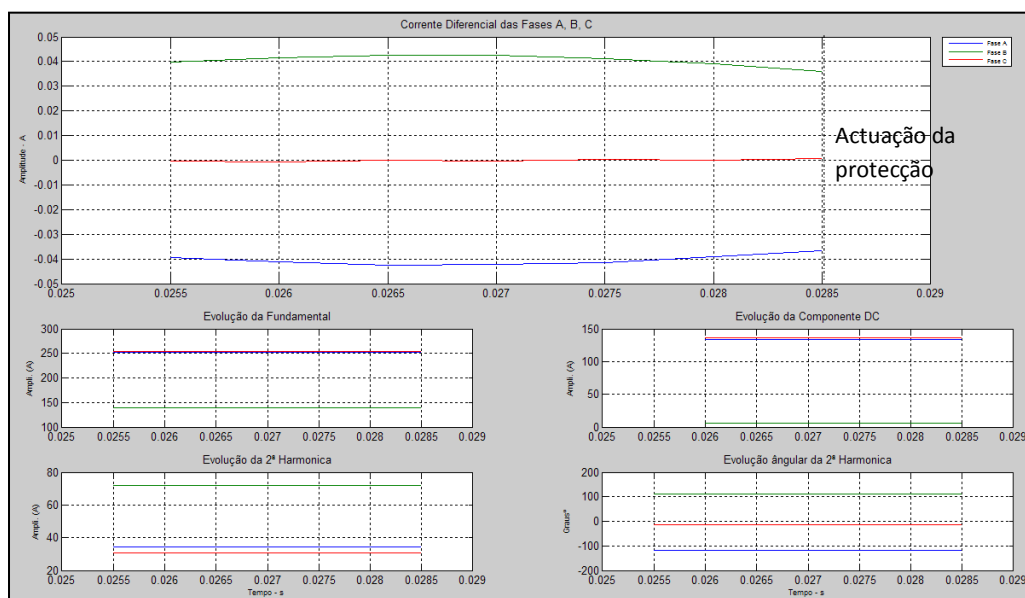


Fig. 4.30 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → $t = 0,005$ C.C. = $0,005$ (R = 10000)” → “OK”

Na :

$t = 0,0003s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase C, foi igualmente induzido nesse mesmo instante com uma resistência de 100Ω .

Analisando os gráficos da figura denota-se que a função algorítmica só reconheceu o defeito ao 3º ciclo, desbloqueando a função protecção, permitindo que esta actuasse no sistema.

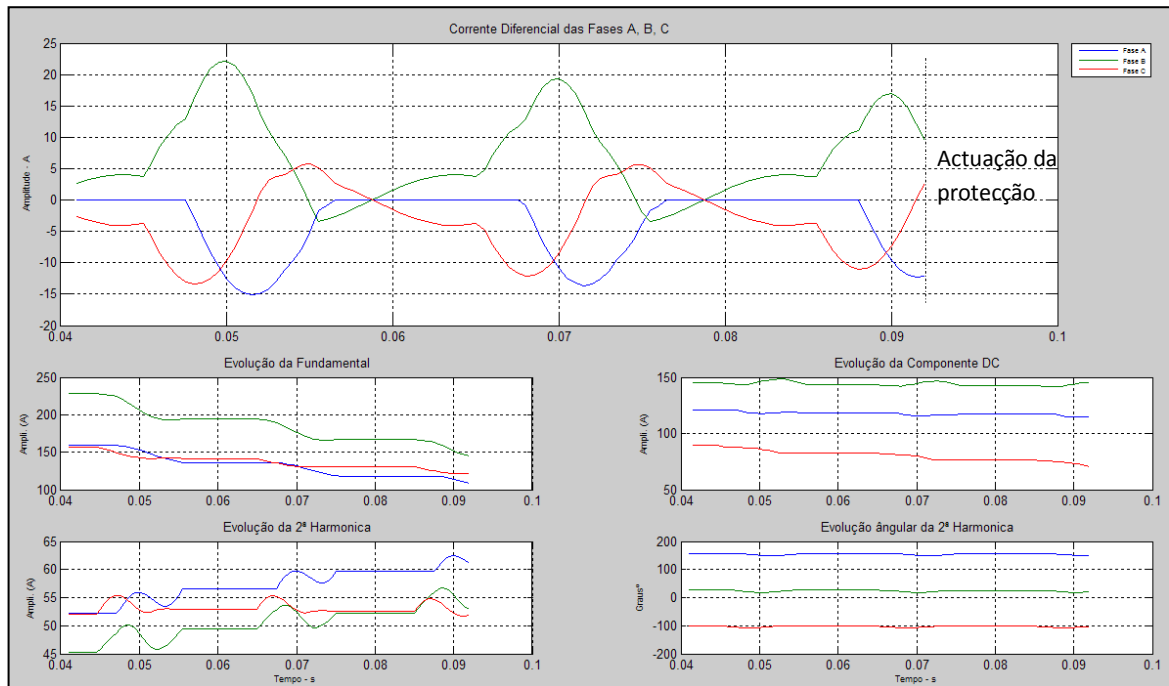


Fig. 4.31 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,0003 C.C. = 0,0003 (R = 100)” → “OK”

Nas figuras 4.32 e 4.33, o TP foi ligado no instante $t = 0,004s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase C, foi simulado nesse mesmo instante de tempo.

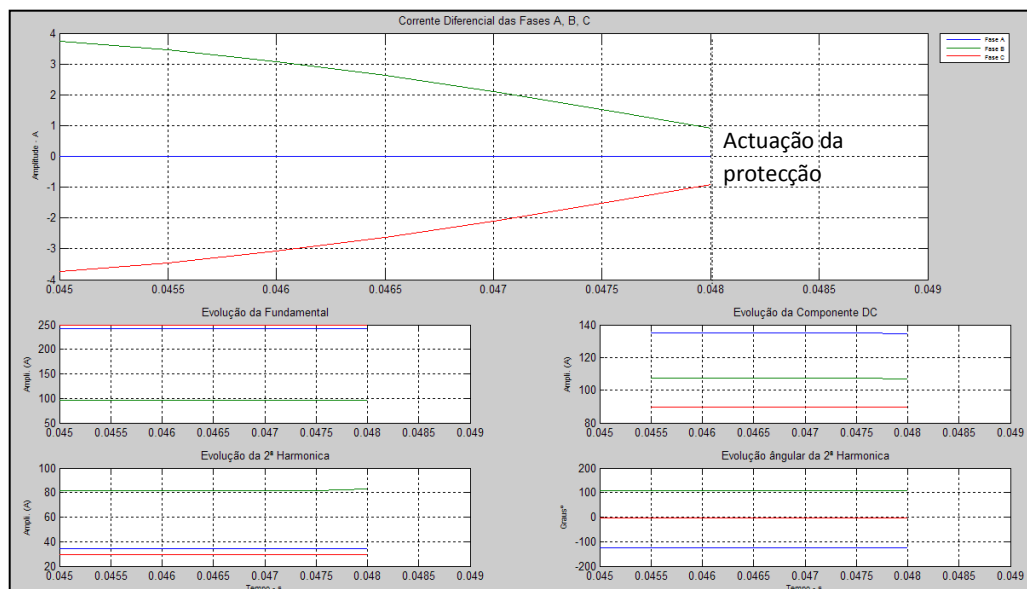


Fig. 4.32 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 100)” → “OK”

Como se pode verificar no gráfico (Fig. 4.32) o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω , resultando no desbloqueio da função algorítmica e consequente actuação da protecção diferencial.

Na Fig. 4.33, apesar da simulação ter sido realizada nos mesmos instantes de tempo (ligação do TP e o defeito à terra) que a situação anterior, o curto circuito interno no primário – Fase C, foi com uma resistência de 10000Ω , sendo o suficiente para que a função algorítmica continuasse bloqueada (protecção diferencial não actuou).

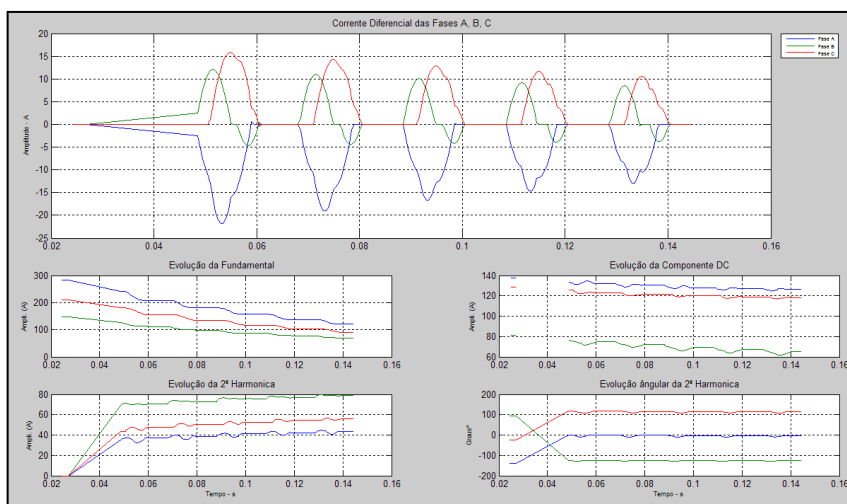


Fig. 4.33 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,0003s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → $t = 0,004$ C.C. = $0,004$ (R = 10000)” → “OK”

Ao desligar o gráfico, verifica-se que o TP foi ligado ao sistema no instante $t = 0,004s$ e o curto-circuito (defeito entre a Fase A e a Fase B) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com resistência de 100Ω , fazendo com que a protecção diferencial actuasse.

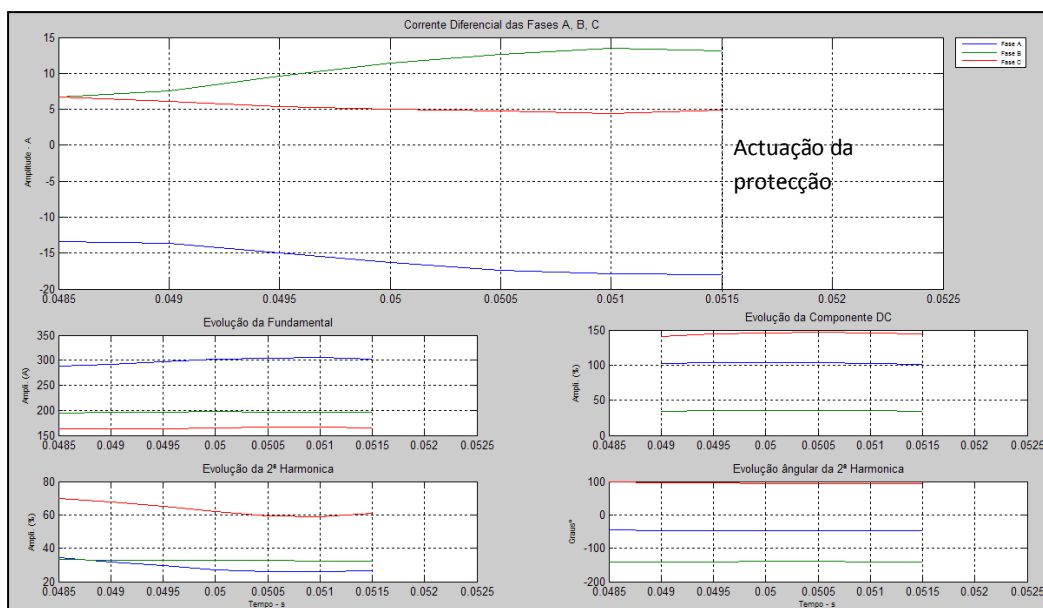


Fig. 4.34 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase AB em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AB - Vazio)” → $t = 0,004$ C.C. = $0,03$ (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE AC

O TP foi ligado ao sistema no instante $t = 0,005s$ e o curto-circuito (defeito entre a Fase A e a Fase C) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω , tendo sido reconhecido, ou seja, a função algorítmica actuou e permitiu que a protecção actuasse no sistema.

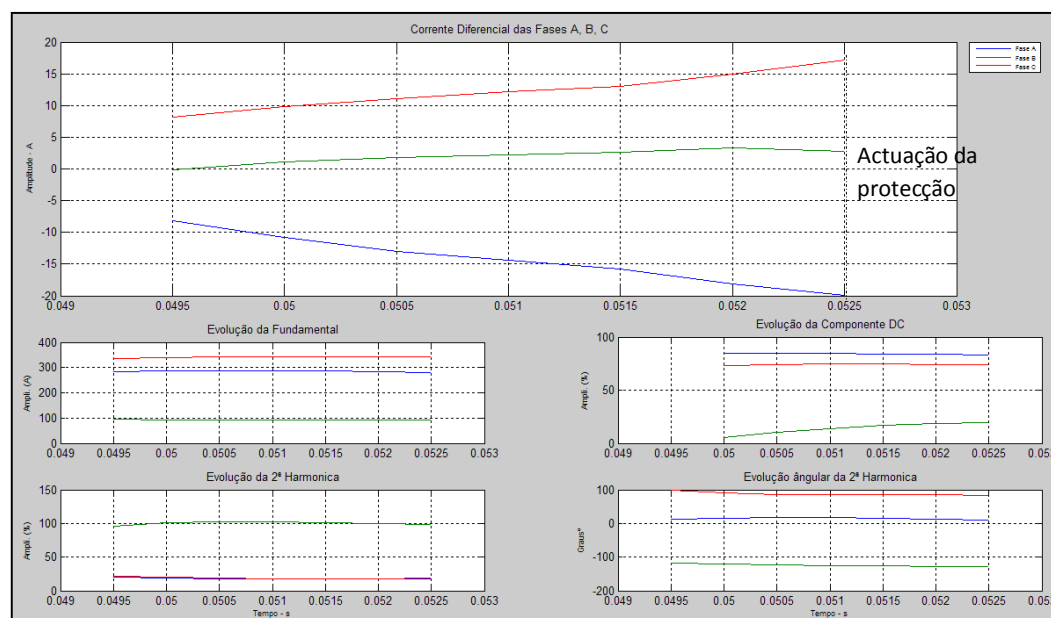


Fig. 4.35 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase AC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AC - Vazio)” → $t = 0,005$
C.C. = 0,03 (R = 100) → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE BC

A figura seguinte demonstra uma simulação, em que o TP foi ligado ao sistema no instante $t = 0,004s$ e o curto-circuito (defeito entre a Fase B e a Fase C) foi induzido com uma resistência de 100Ω no instante $t = 0,03s$. Ao analisar o comportamento da protecção diferencial, verificamos que foi desbloqueada e actuou no sistema.

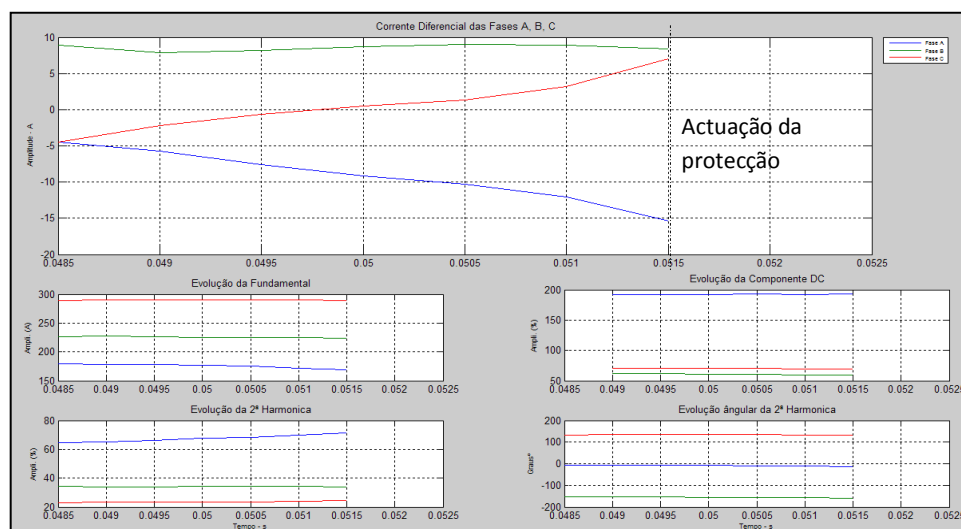


Fig. 4.36 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase BC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª Har + DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase BC - Vazio)” → $t = 0,004$
C.C. = 0,03 (R = 100) → “OK”

Função Algorítmica “Segunda e Quinta Harmónica

Na apresentação dos resultados do desempenho deste algoritmo face às situações induzidas, evidenciaram-se os resultados das simulações da Fase C, pois nesta fase o comportamento da função algorítmica apesar de satisfatório, houve simulações (conforme se pode observar na Fig. 4.43) que demonstraram que a função algorítmica demorou mais tempo a reconhecer o defeito que o previsto.

As simulações da fase A embora tivessem apresentado bons resultados numa das simulações a função algorítmica falhou (Fig.4.40).

❖ OCORRÊNCIA DE CORRENTES DIFERENCIAIS SEM DEFEITO

Na Fig. 4.37, ligou-se o TP ao sistema no instante $t = 0,005s$ enquanto na Fig. 4.38 foi aos $t = 0,007s$. Como se pode verificar, em ambas as situações a função algorítmica “Segunda e Quinta Harmónica” manteve bloqueada a função protecção.

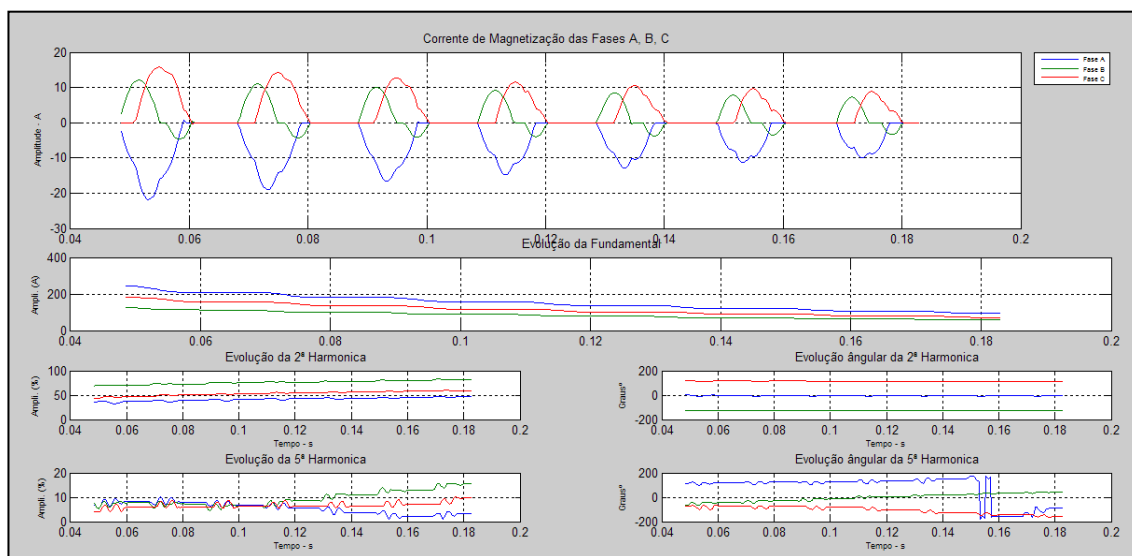


Fig. 4.37 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$
Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0,005” → “OK”

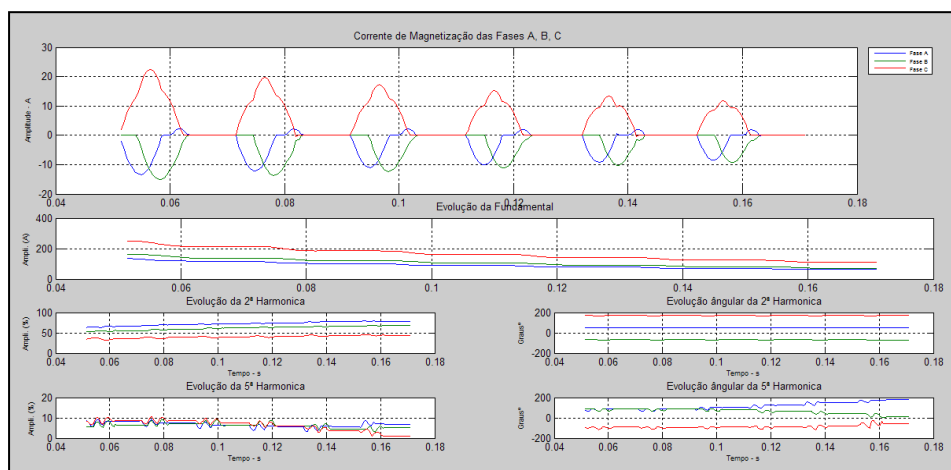


Fig. 4.38 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de ligação do TP em $t = 0,007s$
Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0,007” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE A

Nas figuras 4.39 e 4.40, podemos ver as correntes diferenciais que passam nos TC's. Nestas simulações o TP foi ligado no instante $t = 0,0003s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase A foi induzido igualmente nesse mesmo instante.

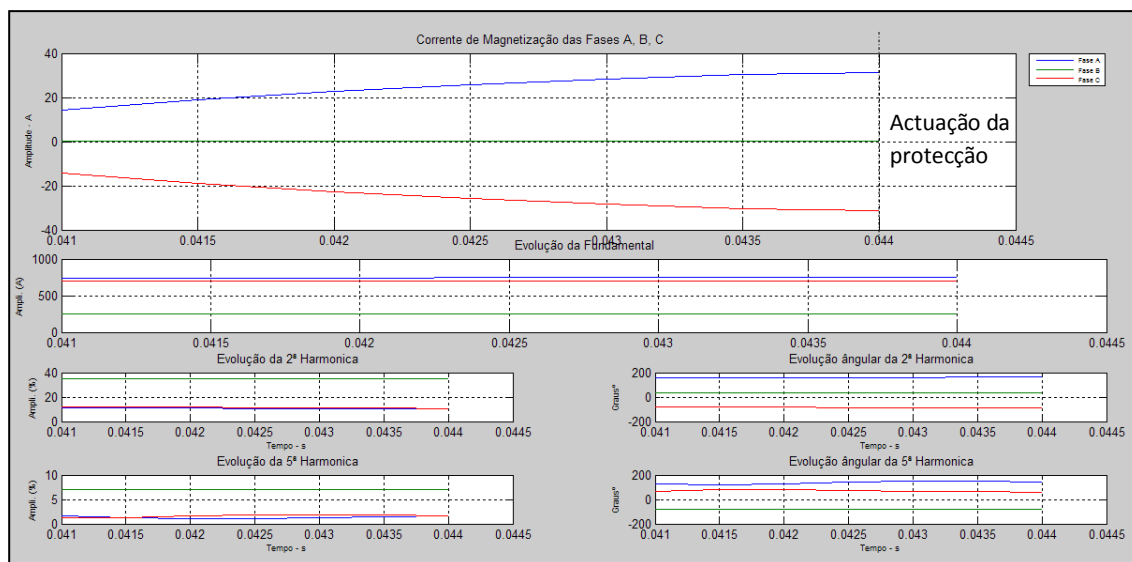


Fig. 4.39 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → $t = 0,0003$ C.C. = $0,0003$ (R = 100) → “OK”

Na Fig. 4.39, o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω , fazendo com que a protecção diferencial actuasse. Na simulação da Fig. 4.40 o curto circuito foi simulado no mesmo instante de tempo, mas com uma resistência de 10000Ω , diferença essa que fez com que a função algorítmica continuasse bloqueada.

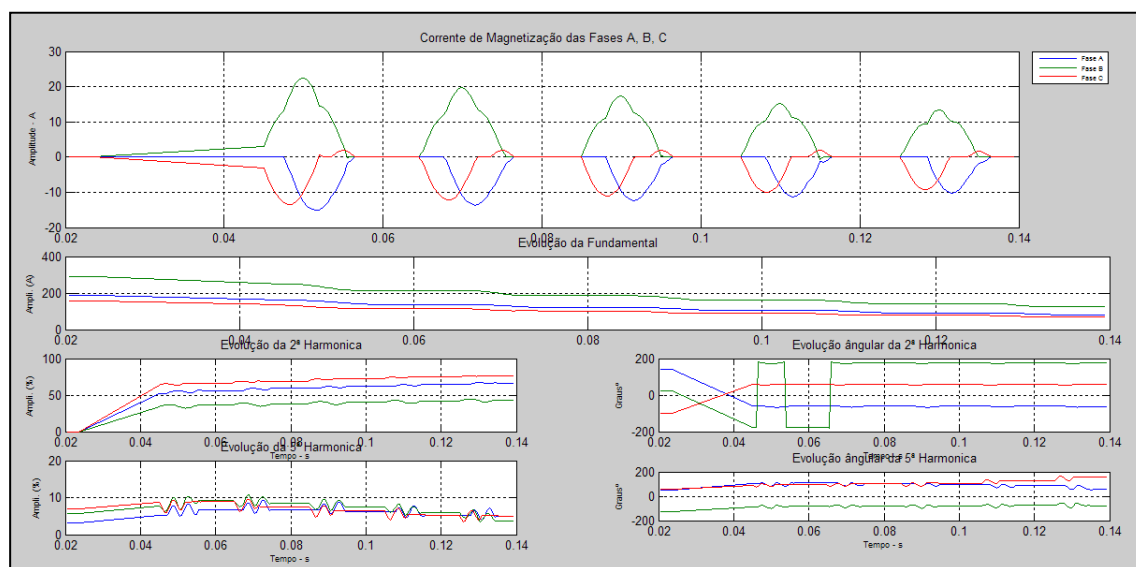


Fig. 4.40 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → $t = 0,0003$ C.C. = $0,0003$ (R = 10000) → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE B

Nas figuras 4.41 e 4.42, o TP foi ligado no instante $t = 0,005s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase B, foi induzido nesse mesmo instante.

Na Fig. 4.41 o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω , enquanto na Fig. 4.42, este foi simulado com uma resistência de 10000Ω . Em ambos os casos a função algorítmica actuou e a função protecção actuou.

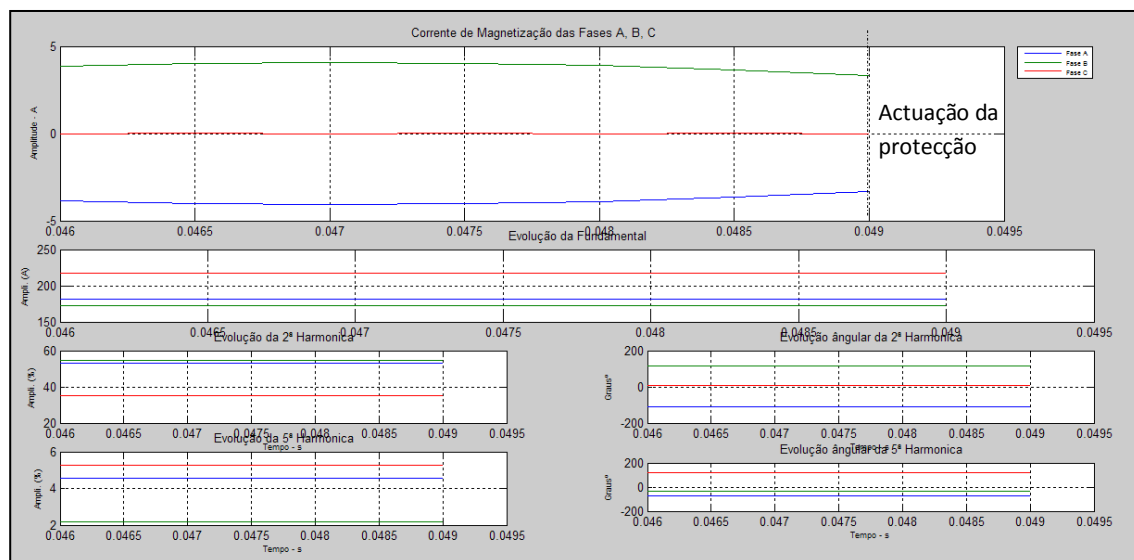


Fig. 4.41 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,005 (R = 100)” → “OK”

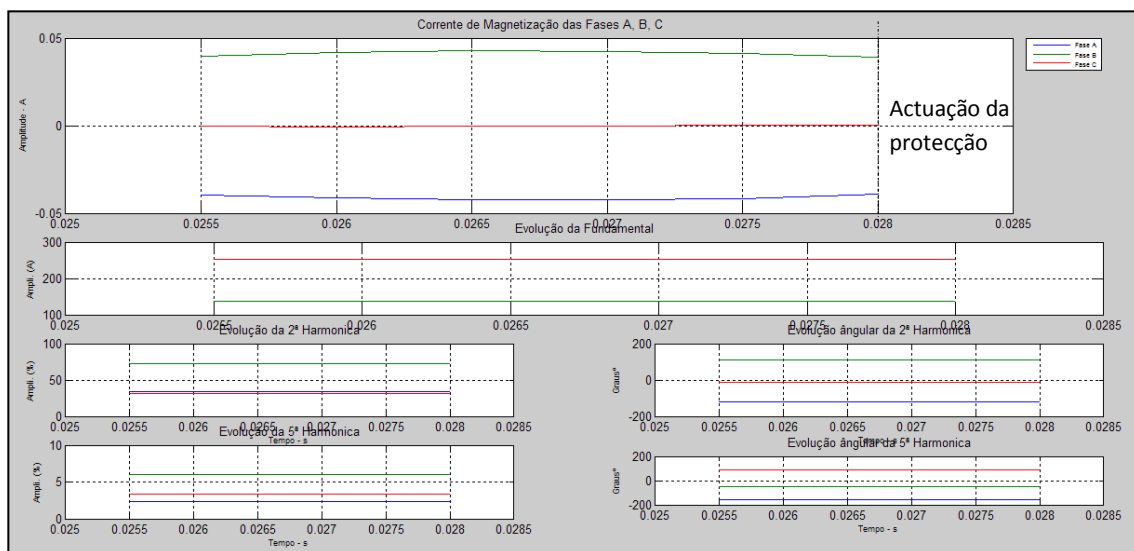


Fig. 4.42 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,005 (R = 10000)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE C

Na simulação da Fig. 4.43, o TP foi ligado no instante $t = 0,0003s$ e o curto-circuito (defeito à terra) simulado na Fase C, foi induzido nesse mesmo instante com uma resistência de 100Ω . Analisando os gráficos da figura denota-se que a função algorítmica só reconheceu o defeito ao 2º ciclo, desbloqueando a função protecção, permitindo que esta actuasse no sistema.

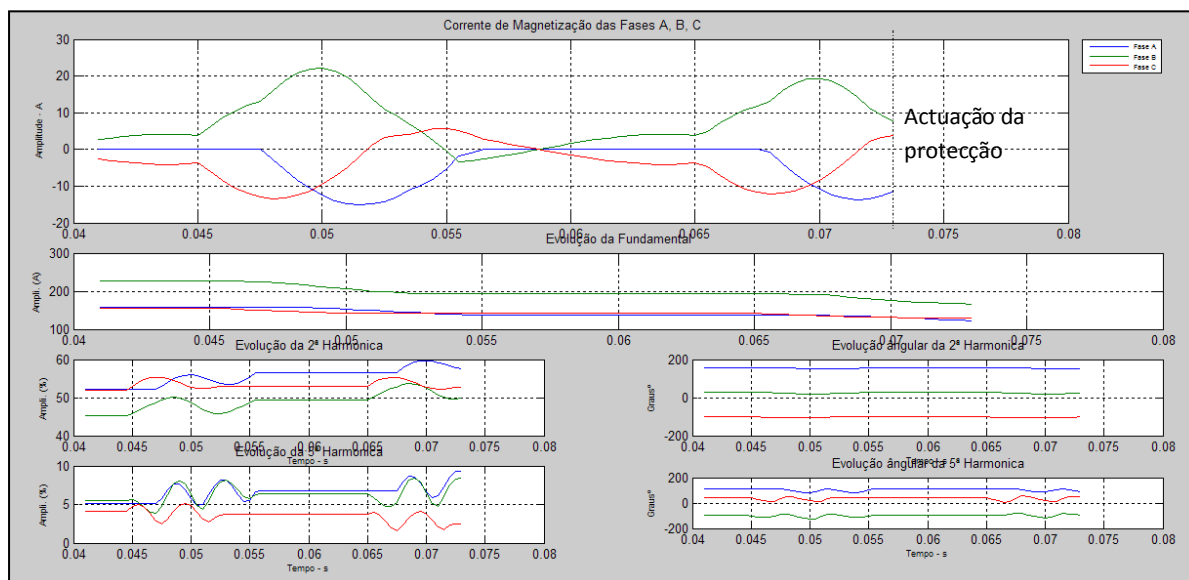


Fig. 4.43 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,0003 C.C. = 0,0003 (R = 100)” → “OK”

Nas figuras 4.44 e 4.45, o TP foi ligado no instante $t = 0,004s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase C, foi induzido nesse mesmo instante. Na Fig 4.44 o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω , enquanto na Fig. 4.45, foi simulado com uma resistência de 10000Ω . Como se pode verificar em ambos os casos a função algorítmica actuou e a função protecção actuou.

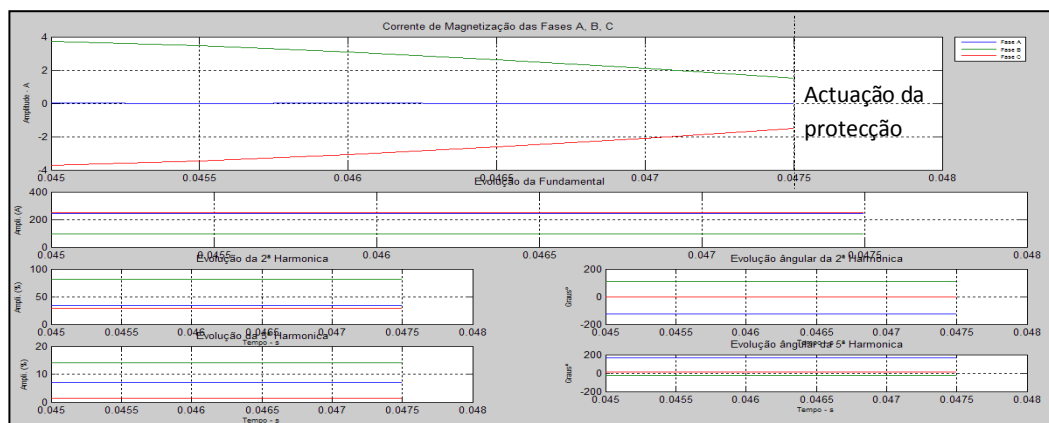


Fig. 4.44 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 100)” → “OK”

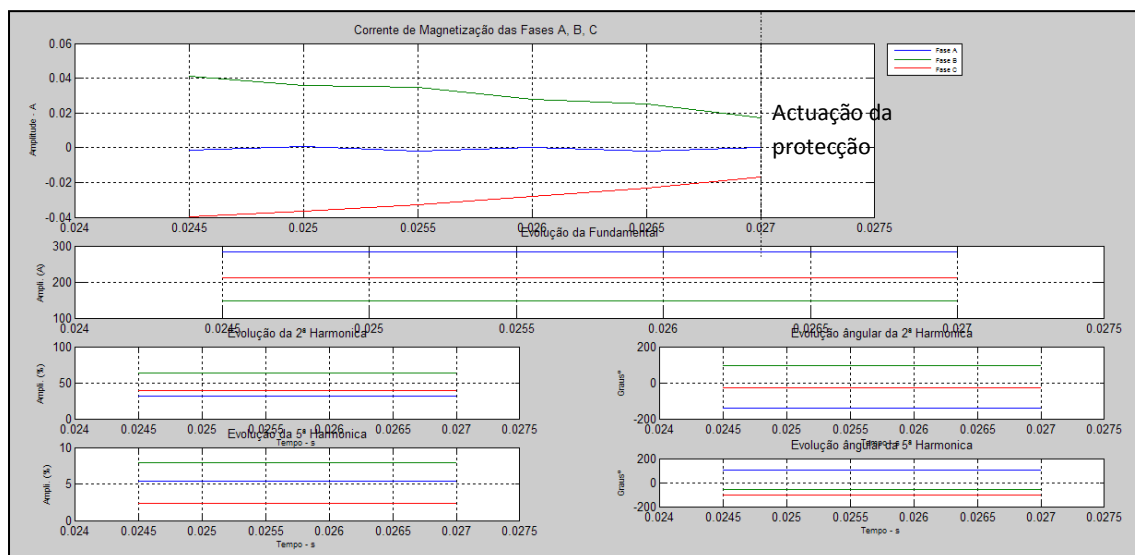


Fig. 4.45 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 10000)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE AB

Na Fig. 4.46, o TP foi ligado ao sistema no instante $t = 0,004s$, e o curto-circuito (defeito entre a Fase A e a Fase B) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω . Como se verifica a protecção diferencial actua no sistema.

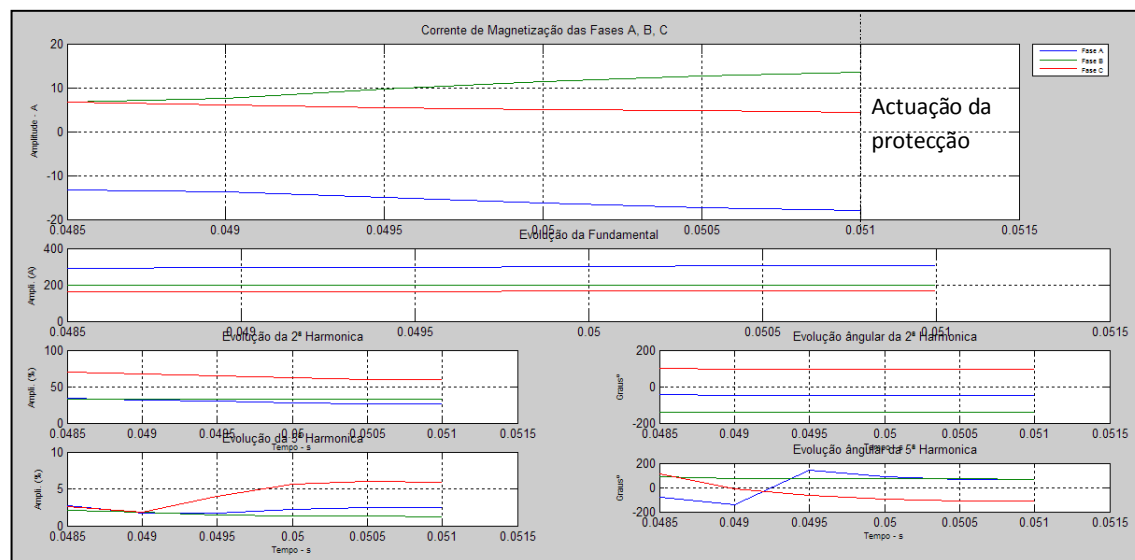


Fig 4.46 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase AB em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AB - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,03 (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE AC

Na Fig. 4.47, o TP foi ligado ao sistema no instante $t = 0,005s$, e o curto-circuito (defeito entre a Fase A e a Fase C) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω . Como se verifica a função algorítmica actuou e a função protecção actuou.

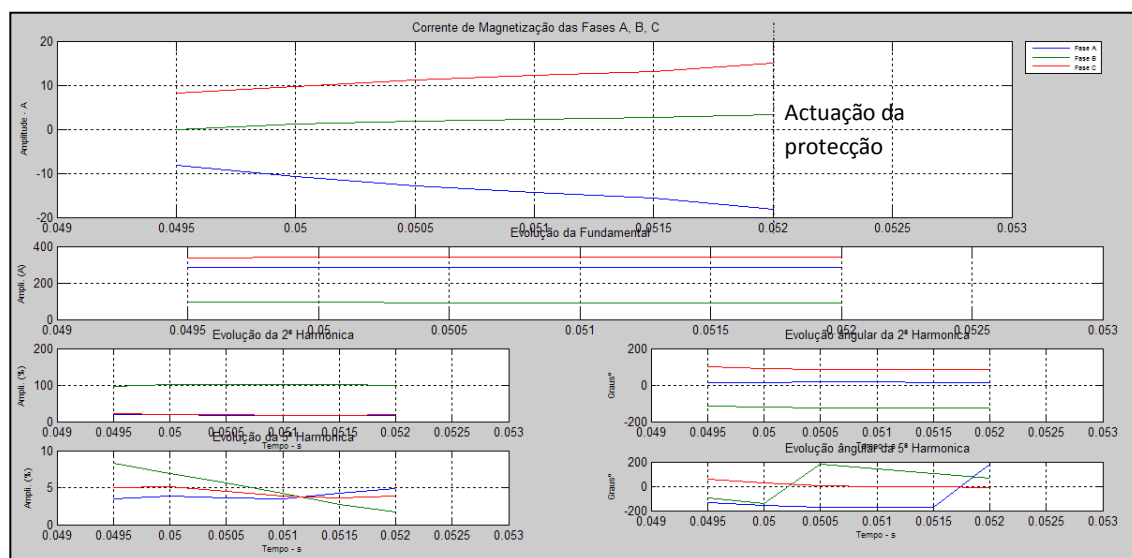


Fig. 4.47 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase AC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AC - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,03 (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE BC

Na Fig. 4.48, o TP foi ligado ao sistema no instante $t = 0,0003s$, e o curto-circuito (defeito entre a Fase B e a Fase C) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω . Observando os gráficos, a protecção diferencial actuou no sistema.

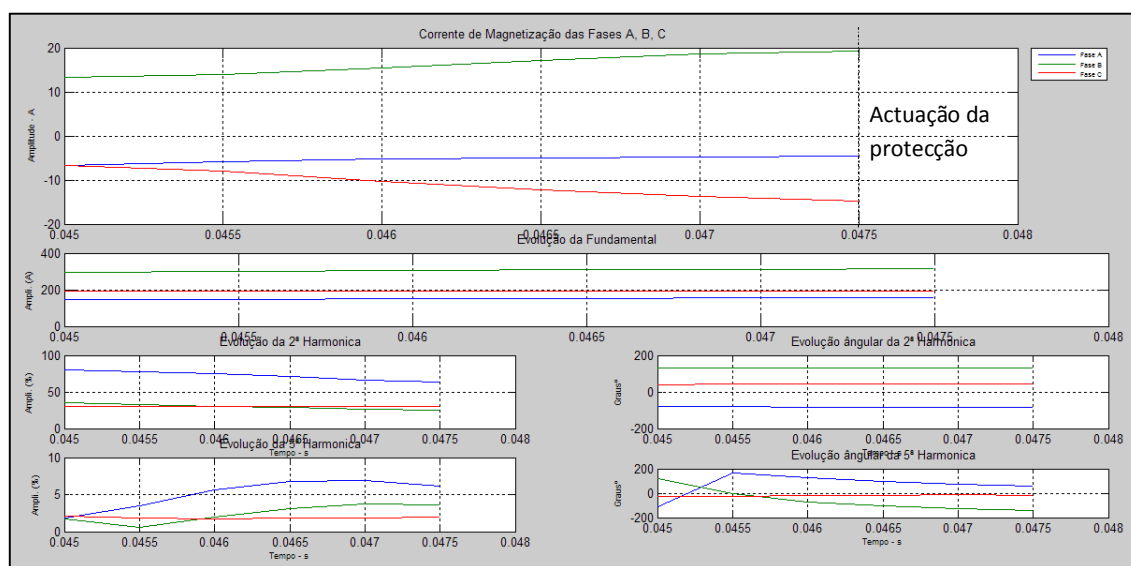


Figura 4.48 – Corrente diferencial que passa no TI com instante de ligação do TP em $t = 0,0003s$ Curto-Circuito na Fase BC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª, 5ª Har.” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase BC - Vazio)” → “t = 0,0003 C.C. = 0,03 (R = 100)” → “OK”

Função Algorítmica “Segunda mais Quinta Harmónica” e Componente DC”

Na apresentação dos resultados deste algoritmo, teve-se maior atenção as simulações realizadas nas Fases A e B devido aos resultados terem sido bastante credíveis.

O comportamento da função algorítmica na Fase C aquando da indução do defeito à terra, na sua maioria foram obtidos resultados satisfatórios, embora numa das simulações a função algorítmica tenha demorado mais tempo (Fig. 4.55) que o previsto a reconhecer o defeito e noutra não tenha actuado (Fig. 4.57).

❖ OCORRÊNCIA DE CORRENTES DIFERENCIAIS SEM DEFEITO

Na Fig. 4.49, observa-se o resultado da simulação aquando da ligação do TP ao sistema no instante $t = 0,005s$ enquanto na Fig. 4.50 a sua ligação é efectuada aos $t = 0,007s$. Como se pode verificar, a função algorítmica “Segunda mais Quinta Harmónica e Componente DC” nunca actuou a função protecção

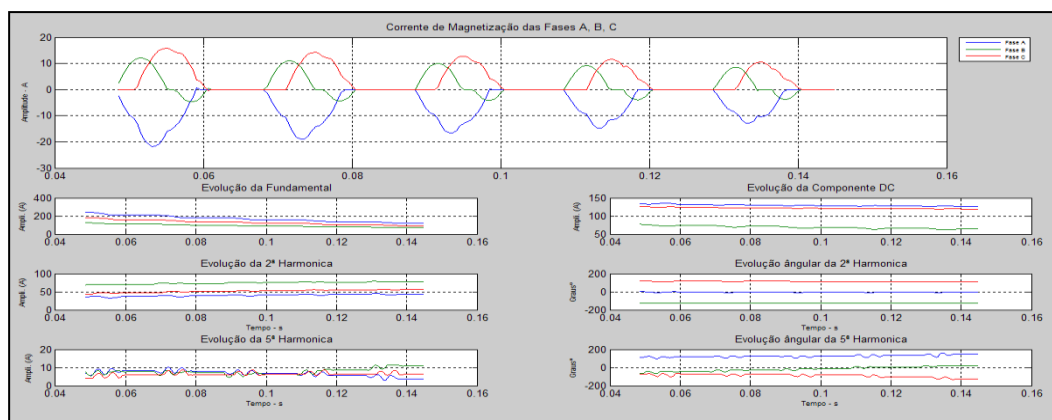


Fig. 4.49 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$
Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0,005” → “OK”

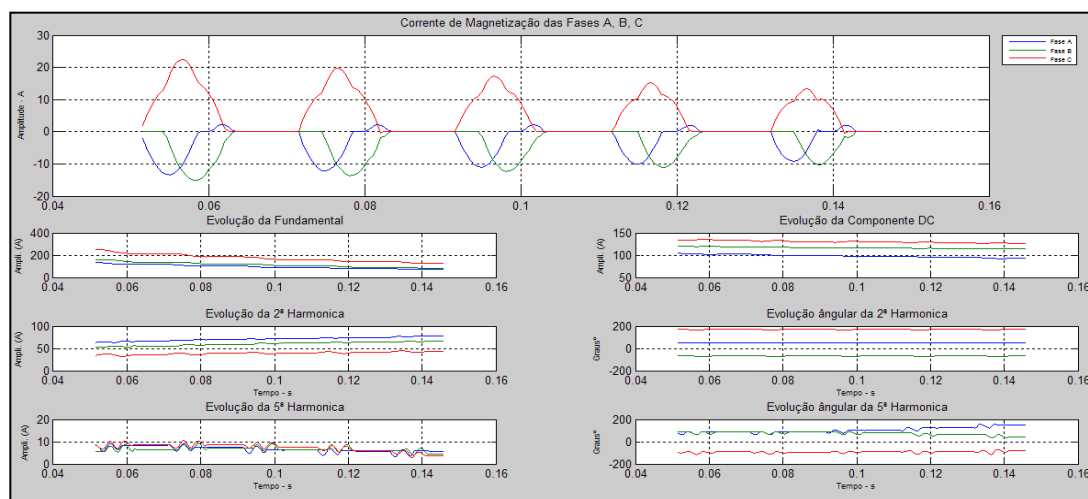


Fig. 4.50 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,007s$
Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Corrente de Magnetização” → “0,007” → “OK”

❖ Ocorrência de Defeito na Fase A

Nas figuras 4.51 e 4.52, o TP foi ligado no instante $t = 0,0003s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase A, foi induzido igualmente nesse instante.

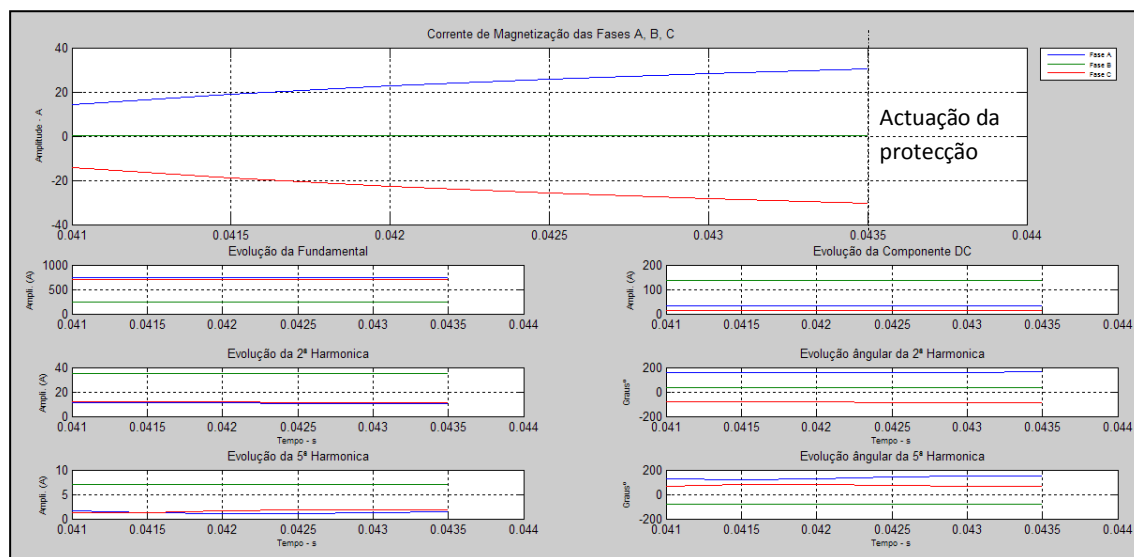


Fig. 4.51 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → “t = 0,0003 C.C. = 0,0003 (R = 100)” → “OK”

Na Fig. 4.51, o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω enquanto na Fig. 4.52, foi simulado com uma resistência de 10000Ω . Como se pode observar, em ambos os casos a função algorítmica fica desbloqueada e actua.

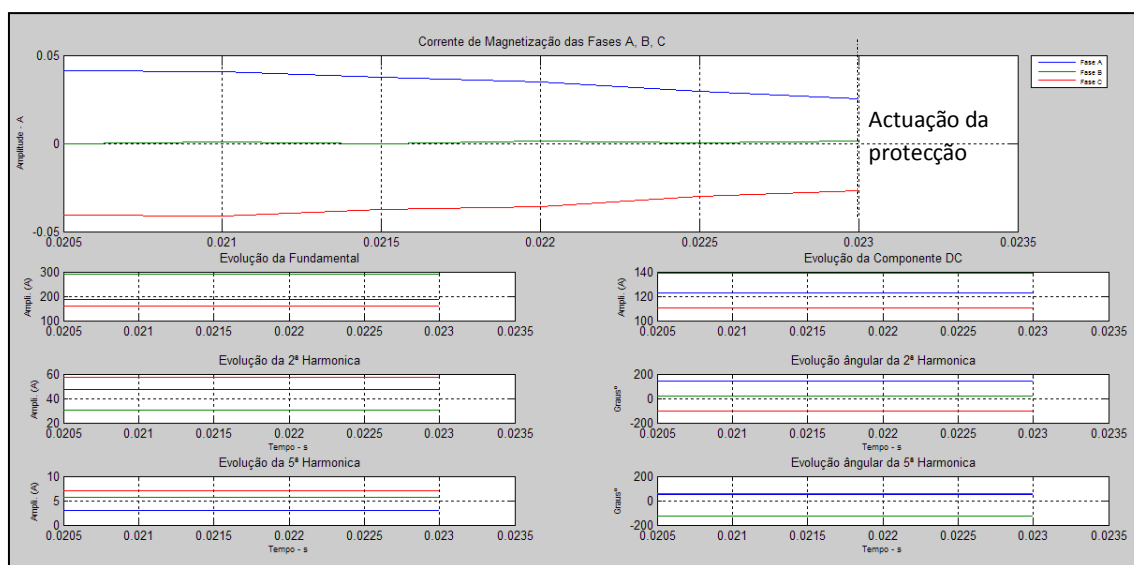


Fig. 4.52 – Corrente Diferencial que passa no TC com instante de ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase A em $t = 0,0003s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase A - Vazio)” → “t = 0,0003 C.C. = 0,0003 (R = 10000)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE B

Nas figuras 4.53 e 4.54, o TP foi ligado no instante $t = 0,005s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase B, foi simulado nesse mesmo instante.

Na Fig. 4.53, o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω enquanto na Fig. 4.54, este foi simulado com uma resistência de 10000Ω .

Em ambas as simulações, a protecção diferencial foi accionada e actuou no sistema.

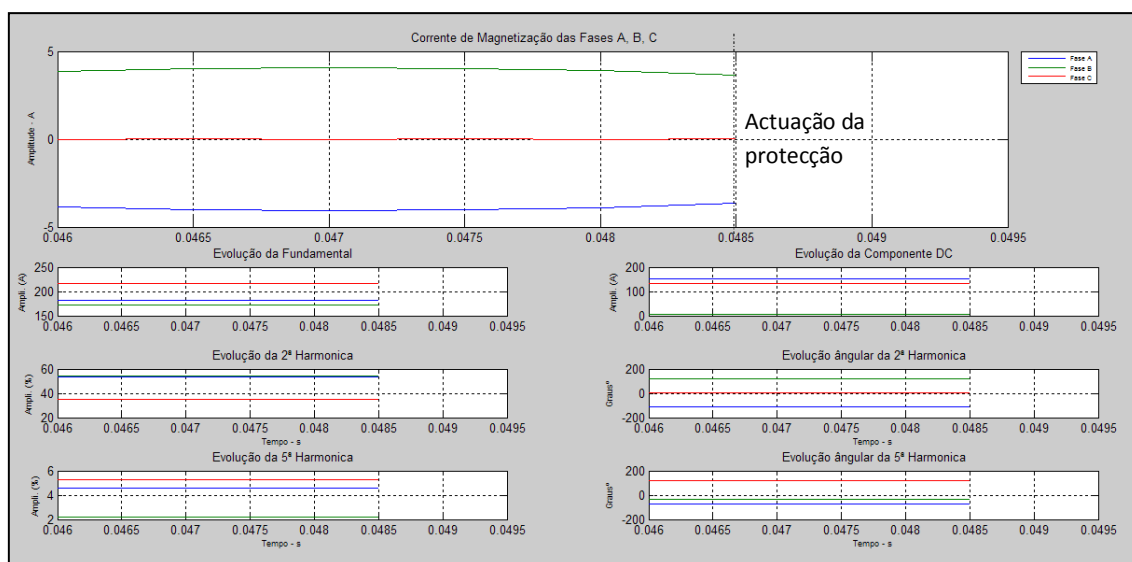


Fig. 4.53 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,005 (R = 100)” → “OK”

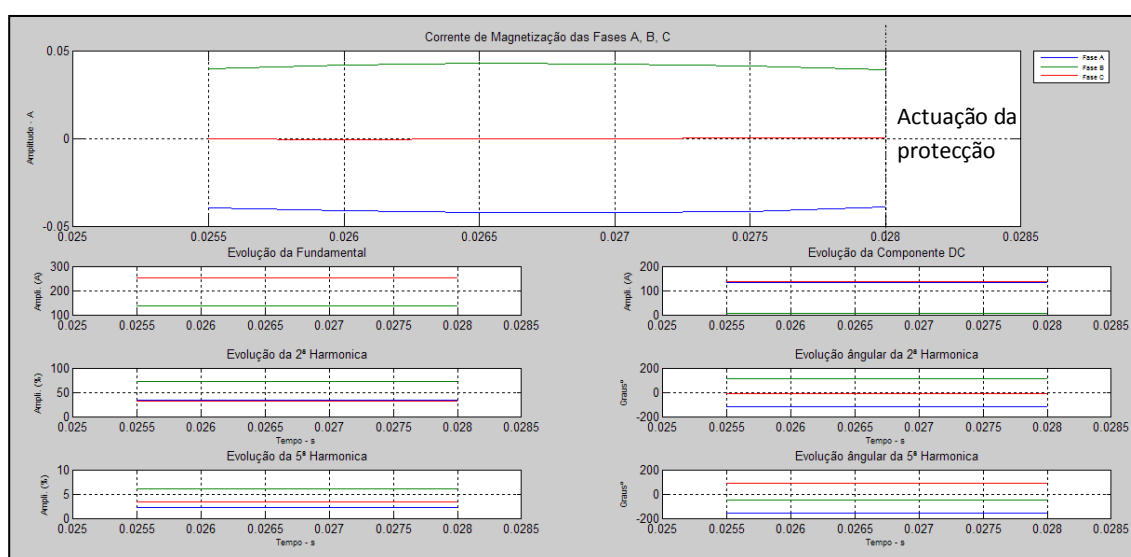


Fig. 4.54 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase B em $t = 0,005s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase B - Vazio)” → “t = 0,005 C.C. = 0,005 (R = 10000)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE C

Na simulação da Fig. 4.55, o TP foi ligado no instante $t = 0,0003s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase C, foi induzido nesse mesmo instante e simulado com uma resistência de 100Ω . Ao analisar os gráficos verifica-se que a função algorítmica só reconheceu o defeito no 2º ciclo, e que após esse reconhecimento, actuou e permitiu à função protecção actuar.

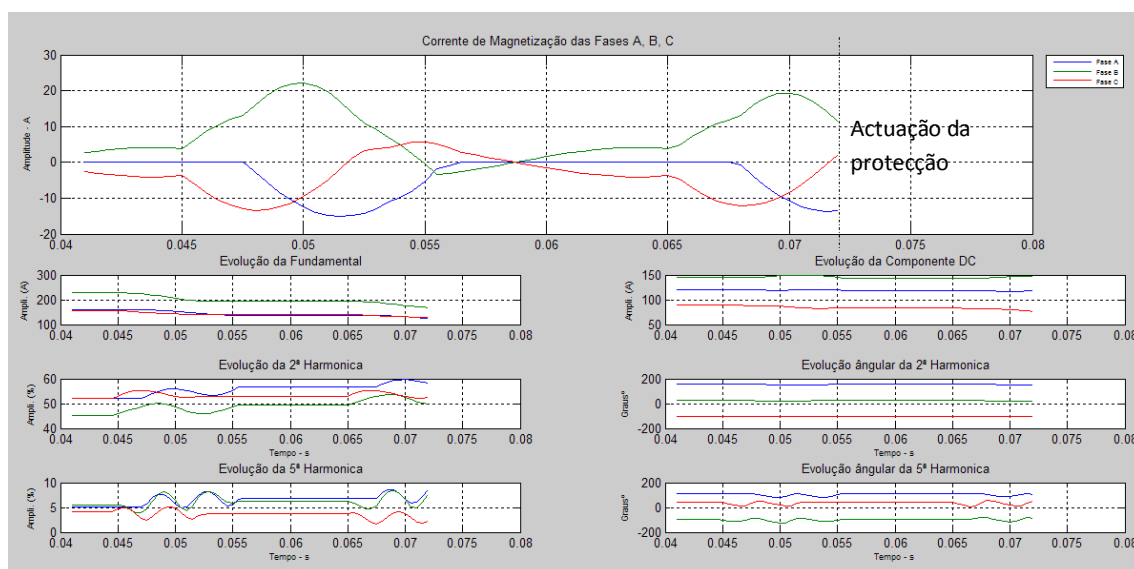


Fig. 4.55 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,0003s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,0003 C.C. = 0,0003 (R = 100)” → “OK”

Nas figuras 4.56 e 4.57, podemos ver as correntes diferenciais que passam nos TC's. Nestas simulações o TP foi ligado no instante $t = 0,004s$ e o curto-circuito (defeito à terra) realizado na Fase C, foi induzido nesse mesmo instante de tempo.

Na Fig. 4.56, o defeito foi simulado com uma resistência de 100Ω e a função algorítmica actuou, fazendo com que a protecção actuasse. Na figura 4.57 este foi simulado nos mesmos instantes de tempo mas com uma resistência de 10000Ω resultando no contínuo bloqueio da função algorítmica, pois a mesma falhou o reconhecimento do defeito.

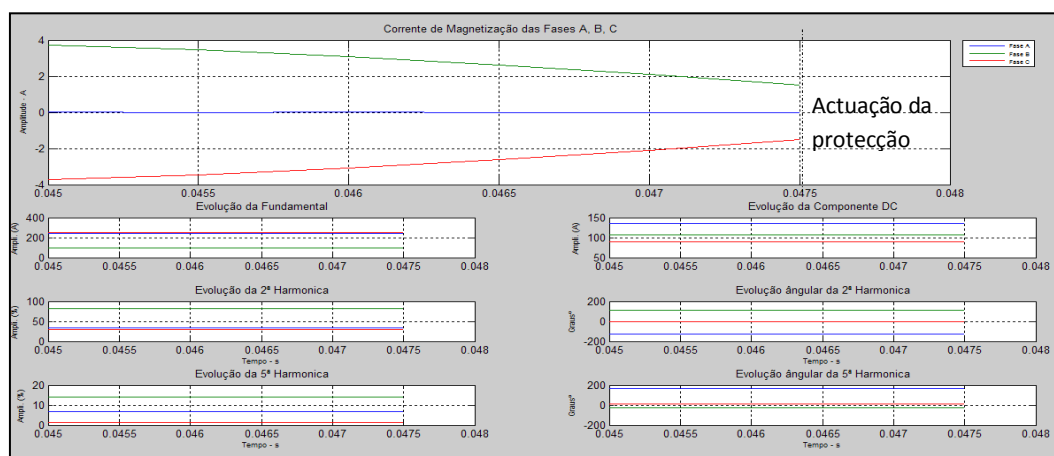


Fig. 4.56 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 100)” → “OK”

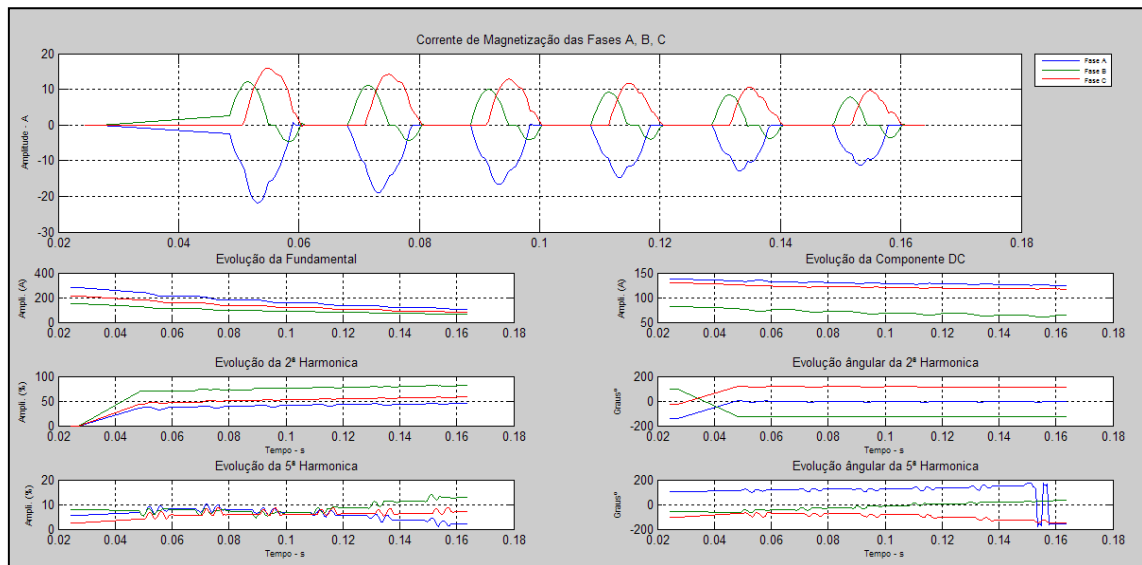


Fig. 4.57 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase C em $t = 0,004s$ e Resistência = 10000Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase C - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,004 (R = 10000)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE AB

Na Fig. 4.58, o TP foi ligado ao sistema no instante $t = 0,004s$, e o curto-circuito (defeito entre a Fase A e a Fase B) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω . Verifica-se que a função algorítmica reconhece o defeito, desbloqueia e permite a função protecção actuar.

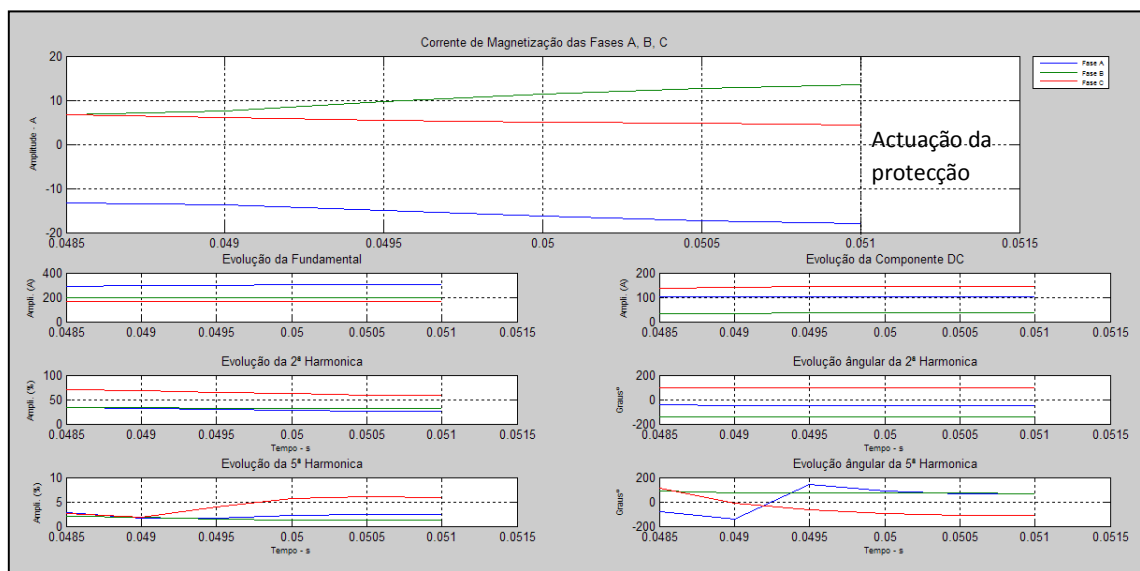


Fig. 4.58 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,004s$ - Curto-Circuito na Fase AB em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AB - Vazio)” → “t = 0,004 C.C. = 0,03 (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE AC

Na Fig. 4.59, o TP foi ligado ao sistema no instante $t = 0,005s$, e o curto-circuito (defeito entre a Fase A e a Fase C) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω . Ao analisar os gráficos, verifica-se que a protecção diferencial actuou no sistema.

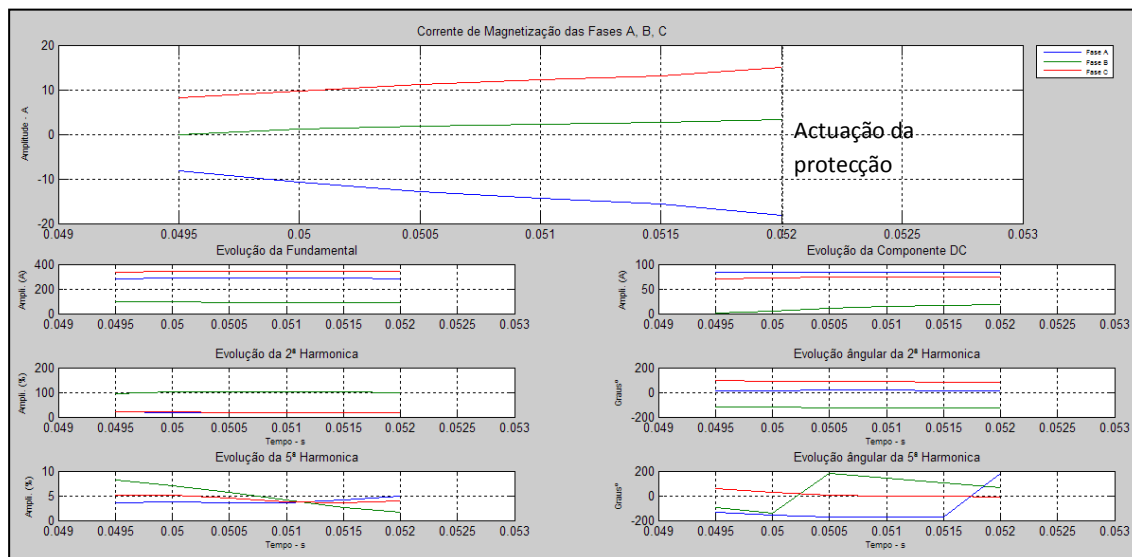


Fig. 4.59 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,005s$ - Curto-Circuito na Fase AC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase AC - Vazio)” → $t = 0,005$ C.C. = 0,03 (R = 100)” → “OK”

❖ OCORRÊNCIA DE DEFEITO NA FASE BC

Na Fig. 4.60, o TP foi ligado ao sistema no instante $0,0003s$, e o curto-circuito (defeito entre a Fase B e a Fase C) foi simulado no instante $t = 0,03s$ com uma resistência de 100Ω . Analisando os gráficos verifica-se que a função algorítmica actuou permitindo a protecção diferencial actuar.

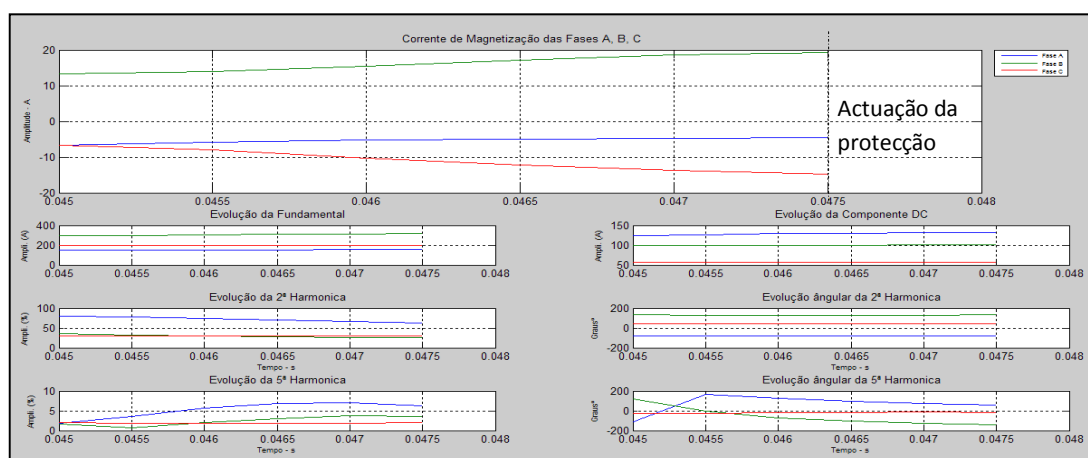


Fig. 4.60 – Corrente Diferencial que passa no TC com Instante de Ligação do TP em $t = 0,0003s$ - Curto-Circuito na Fase BC em $t = 0,03s$ e Resistência = 100Ω

Menu: “2ª + 5ª Har. e DC” → “OK” → “Curto Circuito Interno no Primário (Fase BC - Vazio)” → $t = 0,0003$

ANEXO A

Tabelas de Compensação

Tabela 1 – Compensação das correntes para transformadores com ligações estrela-estrela

Grupo de Ligação	Troca de fases ($2^{\text{ário}}$)	Corrente Diferencial
Yy0		$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}[(i_{1A} - i_{1B}) - C_2(i_{2A} - i_{2B})]$ $i_{\text{difB}} = \frac{1}{\sqrt{3}}[(i_{1B} - i_{1C}) - C_2(i_{2B} - i_{2C})]$ $i_{\text{difC}} = \frac{1}{\sqrt{3}}[(i_{1C} - i_{1A}) - C_2(i_{2C} - i_{2A})]$
Yy2	A, B, C \rightarrow -B, -C, -A	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}[(i_{1A} - i_{1B}) - C_2(i_{2C} - i_{2B})]$
Yy4	A, B, C \rightarrow C, B, A	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}[(i_{1A} - i_{1B}) - C_2(i_{2C} - i_{2A})]$
Yy6	A, B, C \rightarrow -A, -B, -C	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}[(i_{1A} - i_{1B}) - C_2(i_{2B} - i_{2A})]$
Yy8	A, B, C \rightarrow B, C, A	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}[(i_{1A} - i_{1B}) - C_2(i_{2B} - i_{2C})]$
Yy10	A, B, C \rightarrow -C, -A, -B	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}[(i_{1A} - i_{1B}) - C_2(i_{2A} - i_{2C})]$

Tabela 2 – Compensação das correntes para transformadores com ligações estrela-triângulo

Grupo de Ligação	Troca de fases ($2^{\text{ário}}$)	Corrente Diferencial
Yd1		$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[(i_{1A} - i_{1C}) - C_2\left(i_{2A} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$ $i_{\text{difB}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[(i_{1B} - i_{1A}) - C_2\left(i_{2B} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$ $i_{\text{difC}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[(i_{1C} - i_{1B}) - C_2\left(i_{2C} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Yd3	A, B, C \rightarrow -B, -C, -A	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[(i_{1A} - i_{1C}) - C_2\left(-i_{2B} + \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Yd5	A, B, C \rightarrow C, B, A	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[(i_{1A} - i_{1C}) - C_2\left(i_{2C} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Yd7	A, B, C \rightarrow -A, -B, -C	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[(i_{1A} - i_{1C}) - C_2\left(-i_{2A} + \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Yd9	A, B, C \rightarrow B, C, A	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[(i_{1A} - i_{1C}) - C_2\left(i_{2B} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Yd11	A, B, C \rightarrow -C, -A, -B	$i_{\text{difA}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[(i_{1A} - i_{1C}) - C_2\left(-i_{2C} + \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$

Tabela 3 – Compensação das correntes para transformadores com ligações triângulo-estrela

Grupo de Ligação	Troca de fases ($2^{ário}$)	Corrente Diferencial
Dy1		$i_{difA} = \left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{2A} - i_{2B})$ $i_{difA} = \left(i_{1B} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{2B} - i_{2C})$ $i_{difA} = \left(i_{1C} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{2C} - i_{2A})$
Dy 3	$A, B, C \rightarrow -B, -C, -A$	$i_{difA} = \left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{2A} - i_{2B})$
Dy 5	$A, B, C \rightarrow C, B, A$	$i_{difA} = \left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{2C} - i_{2A})$
Dy 7	$A, B, C \rightarrow -A, -B, -C$	$i_{difA} = \left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{2B} - i_{2A})$
Dy 9	$A, B, C \rightarrow B, C, A$	$i_{difA} = \left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{2B} - i_{2C})$
Dy 11	$A, B, C \rightarrow -C, -A, -B$	$i_{difA} = \left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{2A} - i_{2C})$

Tabela 4 – Compensação das correntes para transformadores com ligações triângulo-triângulo

Grupo de Ligação	Troca de fases ($2^{ário}$)	Corrente Diferencial
Dd0		$i_{difA} = \left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \frac{1}{\sqrt{3}}\left(i_{2A} - \frac{i_{2N}}{3}\right)$ $i_{difB} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[\left(i_{1B} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \left(i_{2B} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$ $i_{difC} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[\left(i_{1C} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \left(i_{2C} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Dd 2	$A, B, C \rightarrow -B, -C, -A$	$i_{difA} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[\left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \left(-i_{2B} + \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Dd 4	$A, B, C \rightarrow C, B, A$	$i_{difA} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[\left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \left(i_{2C} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Dd 6	$A, B, C \rightarrow -A, -B, -C$	$i_{difA} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[\left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \left(-i_{2A} + \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Dd 8	$A, B, C \rightarrow B, C, A$	$i_{difA} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[\left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \left(i_{2B} - \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$
Dd 10	$A, B, C \rightarrow -C, -A, -B$	$i_{difA} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[\left(i_{1A} - \frac{i_{1N}}{3}\right) - C_2 \left(-i_{2C} + \frac{i_{2N}}{3}\right)\right]$

Com:

$$C_2 = \frac{n_2 \times V_{2N}}{n_1 \times V_{1N}}$$

$n_2 \rightarrow$ Relação de transformação do TI no primário

$n_1 \rightarrow$ Relação de transformação do TI no secundário

$V_{2N} \rightarrow$ Tensão nominal do TP no primário

$V_{1N} \rightarrow$ Tensão nominal do TP no secundário

$i_{1A} \rightarrow$ Corrente no Secundário do TI na fase A do Primário do TP

$i_{1B} \rightarrow$ Corrente no Secundário do TI na fase B do Primário do TP

$i_{1C} \rightarrow$ Corrente no Secundário do TI na fase C do Primário do TP

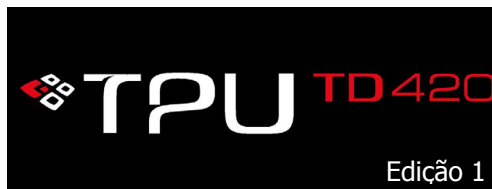
$i_{2A} \rightarrow$ Corrente no Secundário do TI na fase A do Secundário do TP

$i_{2B} \rightarrow$ Corrente no Secundário do TI na fase B do Secundário do TP

$i_{2C} \rightarrow$ Corrente no Secundário do TI na fase C do Secundário do TP

ANEXO B

Unidade Terminal de Protecção e Controlo de Transformadores



87T
50/51+51 (AT e MT)
50/51N+51N (AT e MT)
87N
50/51G
86T
62BF
68
43

APLICAÇÃO

A TPU TD420 foi projectada como protecção e unidade terminal de supervisão e controlo de transformadores de dois enrolamentos para subestações de distribuição.

A TPU TD420 realiza um largo leque de funções de protecção e de automação. Com uma extensa gama de opções programáveis pelo utilizador, oferece grande precisão de regulação nas correntes, temporizações e nas características em opção. Todas as regulações das funções de protecção e de automação são independentes entre si, dispondo de quatro conjuntos de parametrizações para cada função.

A disponibilidade de duas versões diferentes da TPU TD420 oferece ao utilizador flexibilidade na escolha do relé com as funcionalidades mais adequadas a cada caso. A possibilidade de programação de encravamentos lógicos complementares às funções de controlo existentes acrescenta uma facilidade de configuração adicional da protecção, que pode ser aproveitada para a adaptar às necessidades do utilizador.

A interface local da TPU TD420 integra um visor gráfico onde é representado um sinóptico com o estado de todos os aparelhos assim como as medidas afectas ao painel. No painel frontal existem ainda diversas teclas funcionais que permitem uma mais fácil operação da protecção para as situações de exploração mais frequentes.

Como unidade terminal, a TPU TD420 efectua medidas precisas de todas as grandezas de um transformador, e diversas funções de monitorização de defeitos, incluindo Oscilografia e Registo Cronológico de Eventos. Estas funções permitem-lhe integrar-se como Unidade Remota em Sistemas de Comando e Supervisão da EFACEC, oferecendo em simultâneo uma ligação a um PC.

Em conjunto com a TPU TD420 é fornecido um pacote de software integrado para PC para interface com a protecção – WinProt – seja localmente ou através da rede de comunicação local. Esta aplicação disponibiliza, entre outras funcionalidades, o acesso e alteração das parametrizações e configurações do relé e a recolha e análise detalhada dos registos produzidos.



PROTECÇÃO

- Diferencial de Transformadores de 2 enrolamentos não restrita (87T)
- Diferencial de Transformadores de 2 enrolamentos restrita (87T), com bloqueio por 2ª e 5ª harmónicas
- De Máximo de Corrente de Limiar Alto com disparo instantâneo (50, 50N), para os enrolamentos AT e MT
- De Máximo de Corrente de Limiar Baixo com disparo temporizado (51, 51N), para os enrolamentos AT e MT
- De Máximo de Corrente de gama extensa de regulação (2º 51 e 2º 51N), para os enrolamentos AT e MT
- Diferencial Restrita de Terra (87N) para o enrolamento MT
- De Máximo de Corrente de Cuba (50/51G)
- 4 Conjuntos de parâmetros

CONTROLO E MONITORIZAÇÃO

- Bloqueio de Fecho dos Disjuntores (86T)
- Monitorização das Protecções Próprias do Transformador
- Reposição por Normalização de Tensão
- Reposição por Normalização de Frequência
- Automação Distribuída
- Bloqueio por Selectividade Lógica (68)
- Protecção contra Falha do Disjuntor (62BF)
- Supervisão do Circuito de Disparo (62)
- Transferência de Protecções (43)
- Supervisão das Manobras dos Aparelhos
- Lógica programável
- Comparadores Analógicos configuráveis
- Medidas precisas
- Diagrama de Carga
- Registo Cronológico de Eventos
- Oscilografia de Correntes
- Elevado número de entradas e saídas binárias
- Auto-testes e "Watchdog"

INTERFACES

- Visor gráfico com Sinóptico
- Teclas funcionais para operar aparelhos
- 8 Alarmes Programáveis
- 3 Portas Série para ligação a PC
- Interface de rede Lontalk
- Interface Redundante Ethernet 100 Mbps
- Protocolo DNP 3.0 Série
- Protocolo CEI 60870-5-104
- Protocolo CEI 61850

FUNÇÕES DE PROTECÇÃO

Diferencial de Transformador de dois enrolamentos não restrita

A protecção diferencial de transformador não restrita é uma função rápida e selectiva destinada a proteger transformadores e isolá-los da rede eléctrica onde estão inseridos em caso de defeitos internos de grande intensidade.

Esta função actua instantaneamente quando a diferença entre as correntes observadas no primário e secundário do transformador ultrapassa o limiar de operação especificado. Este limiar deve ser, em regra, suficientemente elevado para ter em conta a maior corrente diferencial observada na ligação do transformador em vazio. A ausência de outras restrições permite que a actuação deste escalão seja extremamente rápida, se bem que pouco sensível.

Diferencial de Transformador de dois enrolamentos restrita

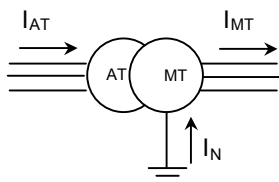
A TPU TD420 executa, de forma totalmente independente do escalão anterior, a função de protecção diferencial restrita, que oferece uma maior sensibilidade na detecção de defeitos internos ao transformador.

A actuação desta função de protecção está condicionada à comparação da corrente diferencial com uma imagem da corrente que atravessa o transformador (corrente restritiva):

$$I_{dif} = |I'_{AT} - I'_{MT}|$$

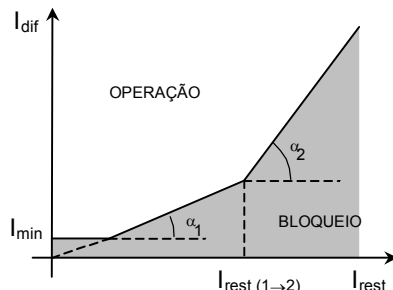
$$I_{rest} = \frac{1}{2} |I'_{AT} + I'_{MT}|$$

sendo I'_{AT} e I'_{MT} as correntes no primário e secundário do transformador, respectivamente, referidas ao lado AT. A TPU TD420 assume para as ligações exteriores dos TI os seguintes sentidos de referência:



A comparação das amplitudes das correntes diferencial e restritiva é feita me-

diante uma característica como a apresentada de seguida:



Característica Operacional da Protecção Diferencial Restrita.

A sensibilidade máxima é limitada por um valor de corrente diferencial configurável, de modo a garantir a não actuação da protecção com as correntes de desequilíbrio provocadas pela magnetização do transformador.

O segundo troço da característica contempla os erros existentes devidos a imprecisões do relé ou dos TI, bem como ao efeito da regulação de tensão em carga.

O terceiro troço prevê a possível saturação dos TI para valores elevados da corrente que atravessa o transformador.

Bloqueio por 2ª e 5ª harmónica

Adicionalmente à característica anterior, a TPU TD420 condiciona a operação do escalão restrito da protecção diferencial de transformador ao valor das harmónicas de ordem 2 e 5 das correntes diferenciais. Este bloqueio por restrição harmónica evita disparos intempestivos da protecção diferencial para situações distintas das de defeito interno.

A restrição harmónica considera os casos tradicionais para este tipo de protecção: bloqueio por 2ª harmónica para prevenir actuações em situações de ligação do transformador em vazio e bloqueio por 5ª harmónica para situações de sobreexcitação do transformador (tensão elevada ou frequência reduzida).

A comparação das amplitudes de cada uma dessas harmónicas da corrente diferencial com a respectiva componente fundamental é feita para cada uma das fases individualmente. Para maior segu-

rança, o bloqueio é cruzado entre fases distintas, isto é, a detecção em qualquer uma das fases de uma destas condições específicas bloqueia a actuação global da função.

Compensação em amplitude e fase das correntes observadas

A relação de transformação do transformador de potência origina uma diferença nas amplitudes das correntes dos diversos enrolamentos que, na maioria dos casos, não é perfeitamente compensada pelos transformadores de corrente principais. Para além disso, o transformador a proteger pode introduzir uma desfasagem adicional entre as correntes, dependente da forma de ligação dos seus enrolamentos.

A operação da protecção diferencial é afectada pela falsa corrente de desequilíbrio observada, se as devidas correcções não forem realizadas.

A TPU TD420 garante a perfeita compensação dos valores de corrente observados, não necessitando para o efeito de transformadores de corrente auxiliares. Para tal, o utilizador apenas necessita introduzir os valores nominais de tensão e o grupo de ligações do transformador a proteger, bem como a relação de transformação dos TI em ambos os enrolamentos. Desta forma garante-se que a corrente diferencial calculada seja nula para todas as situações de carga ou defeito externo.

Adicionalmente, a TPU TD420 assegura a eliminação da componente homopolar tanto das correntes do enrolamento primário como secundário. Impede-se assim a actuação indevida da protecção para defeitos à terra externos ao transformador, em especial para situações nas quais essa componente apenas possa circular num dos enrolamentos.

Máximo de Corrente de Limiar Alto com disparo instantâneo

A função de protecção de máximo de corrente de limiar alto destina-se, em regra, a uma protecção muito rápida, em que a coordenação selectiva é obtida regulando o valor do limiar de operação (protecção **amperimétrica**). Na TPU TD420 a regulação dos limiares altos é

independente para os elementos contra defeitos entre fases e contra defeitos à terra. É também possível programar uma temporização selectiva.

Esta função está disponível para o enrolamento AT e, em opção, também para o enrolamento MT.

Máximo de Corrente de Limiar Baixo de tempo definido/ inverso

A função de protecção de máximo de corrente de limiar baixo oferece sensibilidade e para coordenação selectiva usa um escalonamento de temporizações (protecção **cronométrica**). Na TPU TD420 estão disponíveis as opções de temporização constante e de tipo inverso. O cumprimento de normas internacionais garante a compatibilidade entre diversos equipamentos. Na TPU TD420 estão disponíveis funções obedecendo às normas CEI 60255-3 e IEEE 37.112.

As regulações da função cronométrica são também independentes para a protecção contra defeitos entre fases e contra defeitos fase-terra.

Esta função está, tal como a anterior, disponível para os dois enrolamentos do transformador. Para o enrolamento MT é opcional.

Para a opção obedecendo à norma CEI, as características tempo-corrente seguem a expressão genérica:

$$t_{op}[s] = \frac{aT}{(I_{cc}/I >)^b - 1}$$

NI	a=0,14	b=0,02	A=16,86
VI	a=13,5	b=1	A=29,7
EI	a=80	b=2	A=80

Para a opção obedecendo à norma IEEE, as características tempo-corrente seguem a expressão genérica:

$$t_{op}[s] = \left(\frac{c}{(I_{cc}/I >)^d - 1} + e \right) T_{IEEE}$$

NI	c=0,103	d=0,02	e=0,228	A=9,7
VI	c=39,22	d=2	e=0,982	A=43,2
EI	c=56,4	d=2	e=0,243	A=58,2

Opção de Rearme Dinâmico

A TPU TD420 permite a opção de rearme dinâmico no funcionamento cronométrico de tipo inverso.

Mesmo nas funções de tempo inverso obedecendo às normas da CEI, a TPU TD420 oferece a possibilidade, em opção, de rearme dinâmico, permitindo assim a réplica parcial do arrefecimento de condutores sujeitos a curtos-circuitos.

O tempo de rearme obedece à seguinte equação:

$$t_{rearme}[s] = \frac{A}{(I/I >)^2 - 1}$$

A TPU TD420 estende, de forma original, o princípio do rearme dinâmico definido pela norma IEEE 37.112, às funções tempo-corrente estabelecidas pela norma CEI 60255-3. O utilizador tem, assim, a opção de ter em conta o arrefecimento usualmente lento dos condutores sob protecção, após o defeito ter sido eliminado.

É de mencionar que a precisão para as características de tempo-corrente, quer segundo a norma IEEE quer segundo a norma CEI, é garantida para toda a gama de regulação.

A implementação das duas normas segue também a definição da norma IEEE 37.112, possibilitando um comportamento definido para defeitos evolutivos. Este comportamento também permite uma coordenação dinâmica entre relés e fusíveis ou religadores localizados ao longo da linha.

Máximo de Corrente Universal de tempo definido e gama extensa de regulação

A TPU TD420 executa, em paralelo e de forma independente das funções anteriores, uma segunda função de protecção de máximo de corrente com temporização constante.

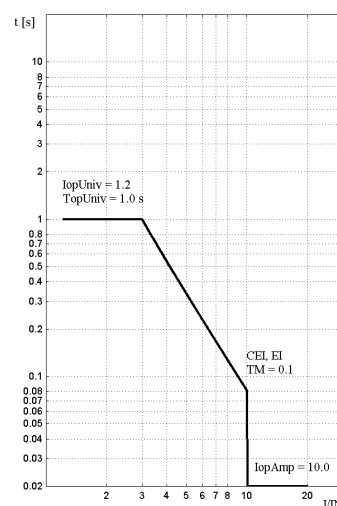
As extensas gamas de regulação desta função (protecção universal de tempo constante) permitem diversas utilizações:

- Como limitador do tempo de actuação da protecção de limiar baixo de tempo inverso, para situações de baixa po-

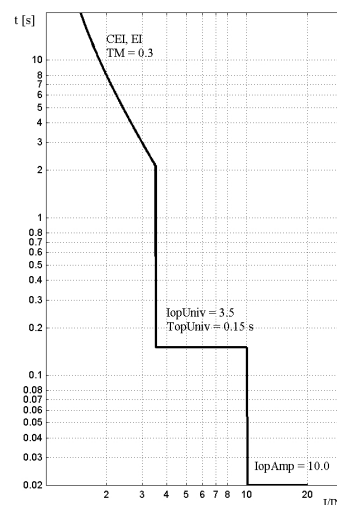
tência de curto-circuito em que os tempos de actuação desta função podem ter acréscimos importantes;

- Como segundo escalão de protecção de limiar alto, coordenado em tempo e corrente com elementos de limiar alto de protecções a jusante na rede;
- Como elemento de limiar baixo principal, de tempo constante, ficando então o elemento de tempo inverso disponível para constituir uma réplica térmica dos condutores, particularmente na opção extremamente inversa com rearme dinâmico.

Também este escalão é fornecido tanto para o enrolamento AT como para o MT, sendo para este último opcional.



Exemplo de utilização da Protecção Universal limitando tempos de operação.



Exemplo de utilização da Protecção Universal como segundo escalão de limiar alto.

Opção entre imagem virtual da corrente residual e observação directa da corrente de neutro

A TPU TD420 está preparada para observar a corrente no neutro do transformador na sua quarta entrada de corrente. Porém, a TPU TD420 realiza também internamente o cálculo da corrente residual no enrolamento MT, directamente a partir da soma virtual das três correntes de fase.

A TPU TD420 permite a selecção, para cada um dos três elementos de protecção contra defeitos à terra do enrolamento MT, da origem da corrente residual observada. Tal permite conjugar a observação de correntes de defeito fase-terra elevadas aproveitando a extensa gama de funcionamento dos TI das fases com a sensibilidade elevada a defeitos muito resistivos proporcionada pelo transformador do neutro. A sensibilidade pode ser ainda aumentada escolhendo para a quarta entrada de corrente um valor nominal reduzido (0,2 ou 0,04 A).

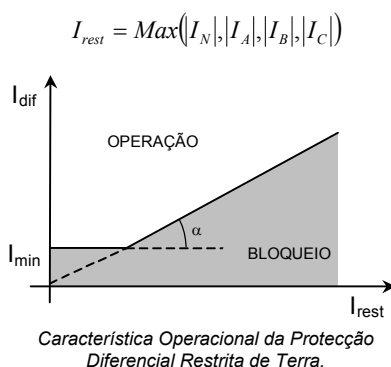
Para a protecção de máximo de corrente do enrolamento AT apenas é possível seleccionar a opção de soma virtual das correntes de fase.

Diferencial Restrita de Terra

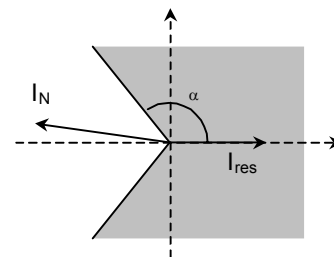
A protecção diferencial restrita de terra é uma função selectiva contra defeitos à terra em enrolamentos de transformadores com uma ligação do neutro à terra de relativa baixa impedância. A TPU TD420 disponibiliza esta função para o enrolamento MT.

Defeitos internos ao transformador são detectados pela diferença entre a soma virtual das três correntes de fase e a corrente observada na ligação do neutro à terra. A corrente diferencial obtida desta forma é insensível ao erro provocado pela corrente de ligação em vazio do transformador e ao efeito da regulação em carga.

De modo a estabilizar o funcionamento da protecção contra os erros dos transformadores de medida, o limiar de operação é função de uma imagem da corrente que circula nos mesmos (corrente restritiva), mediante uma característica regulável como a apresentada na figura:



Em complemento da característica anterior, é feita também uma comparação de fase entre a corrente de neutro e a soma virtual das correntes de fase. A actuação da protecção é bloqueada quando as duas correntes estão aproximadamente em fase, prevenindo-se assim actuações intempestivas devidas a erros provocados pela saturação dos TI.



■ Zona de não operação do relé.

A protecção diferencial restrita de terra actua instantaneamente, por defeito, ou após uma temporização programável.

Máximo de Corrente de Cuba

É frequente que a ligação à terra do tanque de transformadores de potência seja feita num único ponto. Torna-se assim possível a detecção de defeitos internos ao transformador que envolvam o tanque pela observação da corrente que circula nessa ligação.

A TPU TD420 disponibiliza uma protecção de máximo de corrente de cuba, que actua em função do valor observado para essa corrente numa entrada própria.

Esta função de protecção tem dois escalões parametrizáveis de forma independente, sendo um vocacionado para uma protecção rápida de limiar alto e o outro para uma protecção temporizada e de maior sensibilidade. Esta temporização pode ser de tempo definido ou inverso, suportando as mesmas normas que as restantes protecções de máximo de corrente.

CONTROLO E AUTOMAÇÃO

Monitorização das Protecções próprias do transformador

A TPU TD420 monitoriza em permanência as protecções integradas no próprio transformador, tal como o relé Bucholz e o relé de imagem térmica, assim como diversos outros alarmes associados.

Bloqueio de Fecho dos Disjuntores

O fecho de ambos os disjuntores AT e MT é bloqueado após a detecção de um defeito interno ao transformador. Na TPU TD420 são consideradas como causas de bloqueio a actuação das protecções diferenciais ou de cuba e a recepção de sinalizações relativas a protecções externas tal como o Bucholz.

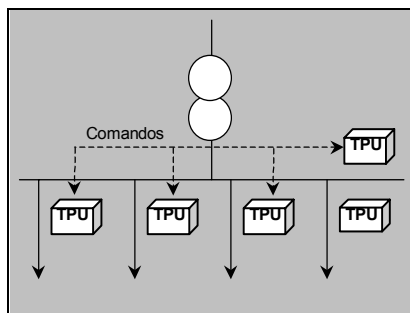
Este bloqueio só pode ser cancelado por reconhecimento pelo operador. Esse comando pode ser dado através do MMI local ou remotamente pela rede de comunicação.

Reposição Centralizada por Normalização de Tensão

A TPU TD420 pode efectuar, segundo uma filosofia centralizada, o deslastre e reposição por normalização de tensão. Este automatismo visa disponibilizar uma solução integrada para o deslastre e reposição de cargas em subestações cujas saídas não tenham as tensões acessíveis ou em que, por princípio, seja preferida uma gestão mais centralizada deste automatismo.

O seu funcionamento baseia-se na execução do deslastre e reposição de tensão numa unidade específica (TPU B420), localizada no barramento, e em estreita interacção com as protecções de transformador.

A protecção do barramento é responsável pelo controlo integral de todas as unidades a deslastrar e a repor. A TPU TD420 limita-se a executar ordens de deslastre e de reposição, recebidas da unidade gestora. A interacção pode ser feita completamente pela rede de comunicação de área local.



Reposição Centralizada.

Reposição Centralizada por Normalização de Frequência

Tal como para a reposição por normalização de tensão, a TPU TD420 dispõe, em opção, do deslastre/reposição centralizada por normalização de frequência.

O funcionamento desta função é em tudo semelhante ao funcionamento da reposição centralizada por normalização de tensão.

Selectividade Lógica

A TPU TD420 dispõe da função de selectividade lógica, que tem como objectivo obter uma aceleração do disparo da protecção, através da interacção com as protecções a jusante.

O seu funcionamento baseia-se no bloqueio dos disparos instantâneos da protecção de máximo de corrente de limiar alto do enrolamento MT após a recepção de uma sinalização lógica das protecções a jusante. Esta sinalização resulta da detecção de um defeito por estas unidades, podendo ser transmitida através de cablagem ou da rede de comunicação local.

Assim, é possível obter uma aceleração do disparo se as protecções a jusante não detectarem qualquer defeito, bastando uma pequena temporização para assegurar um funcionamento selectivo.

Protecção contra Falha de Disjuntor

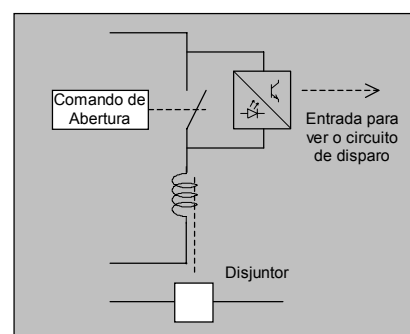
Esta função tem como objectivo verificar a correcta operação do disjuntor em caso de defeito. Na TPU TD420 esta função está disponível para os disjuntores de ambos os lados do transformador. O seu funcionamento baseia-se na informação obtida pelas funções de protecção.

Assim, imediatamente após a execução de uma ordem de disparo do disjuntor pelas funções de protecção, a função de falha de disjuntor arranca. Se a protecção não rearmar após um tempo configurável (por exemplo, devido a avaria no disjuntor), é gerado um comando sobre outro equipamento (por exemplo o disjuntor a montante). Esta informação poderá ser transmitida por cablagem própria ou através da rede de comunicação local.

Supervisão do Circuito de Disparo do Disjuntor

A TPU TD420 pode monitorizar em permanência o circuito de disparo de ambos os disjuntores através de entradas binárias configuradas para o efeito.

No caso de haver qualquer descontinuidade quando o disjuntor está fechado, a entrada dedicada à supervisão do circuito de disparo rearma e um alarme é gerado após uma temporização configurável.



Esquema de supervisão do circuito de disparo do disjuntor.

Transferência de Protecções

A TPU TD420 dispõe da função de transferência de protecções. O seu funcionamento consiste na monitorização do estado do seccionador de bypass, quando existente, com vista à operação sobre o disjuntor interbarras.

Quando o painel está transferido, as ordens de disparo das funções de protecção são executadas sobre o disjuntor interbarras.

Supervisão de Manobras dos Aparelhos

A TPU TD420 disponibiliza dois mecanismos distintos para executar comandos. Através da interface local é possível seleccionar qualquer órgão e comandá-lo. Remotamente também é possível executar a mesma operação, condicionada, no entanto, aos encravamentos relacionados com a comunicação.

Cada comando recebido, seja local ou remoto, é monitorizado e sinalizado o sucesso da operação. Esta monitorização baseia-se na observação da variação do estado dos contactos binários associados a cada órgão. A supervisão das manobras está disponível tanto para órgãos de corte como para órgãos de seccionamento.

Lógica Programável

A TPU TD420 disponibiliza uma lógica completamente programável, que além das tradicionais funções lógicas (OR e AND) possibilita a implementação de temporizações, atrasos programáveis, ou outras combinações lógicas.

A TPU TD420 possui internamente um conjunto de módulos constituídos por um número variável de gates lógicas. O utilizador poderá alterar todas as ligações internas ao módulo e/ou interligar os vários módulos. Poderá também alterar os descritivos associados a cada gate lógica, o tipo de gate, as temporizações, o estado inicial da gate, etc.

Esta flexibilidade de parametrização pode ser utilizada para configurar encravamentos adicionais às funções de controlo ou quaisquer outros condicionalismos lógicos mais complexos.

Automação Distribuída

A completa integração da TPU TD420 em Sistemas de Supervisão e Comando possibilita a execução de funções de automatismo que tiram partido da sua ligação à rede de área local (LAN). Significa isto que, além da comunicação vertical com o centro de comando, estão disponíveis mecanismos de comunicação rápida entre as várias unidades de protecção e controlo.

Esta possibilidade abre caminho para implementações fisicamente distribuídas de automatismos, encravamentos ou outras funções lógicas, baseadas na interacção através da rede local de comunicação. Esta funcionalidade está disponível em versões que integrem os seguintes protocolos de comunicação:

- Protocolo Lontalk;
- Protocolo CEI 60870-5-104;
- Protocolo CEI 61850.

Modos de Funcionamento

A TPU TD420 permite especificar em cada momento diversos regimes de funcionamento, que afectam a operação das funções de protecção e controlo.

No painel frontal encontram-se definidos 2 modos de funcionamento configuráveis pelo utilizador, que estão normalmente associados ao modo de exploração do painel, em particular às funções de controlo e supervisão realizadas pelo relé. O estado actual de cada modo é sinalizado por leds e pode ser alterado directamente através das teclas funcionais associadas. Além destes, a TPU TD420 disponibiliza ainda um menu para outros modos que possam vir a ser requeridos.

O modo de funcionamento Local/Remoto define o comportamento do relé face à informação recebida do Sistema de Supervisão e Comando. Quando em Modo Local todas as operações remotas são inibidas.

O modo Manual/Automático diz respeito a todos os automatismos executados pela TPU TD420. Quando em Modo Manual todos os automatismos são bloqueados. Este modo é fundamental para realizar operações de manutenção do sistema com este em serviço.

O modo Normal/Emergência refere-se ao funcionamento especial do sistema. Em modo Emergência todos os encravamentos lógicos de abertura e fecho dos disjuntores pelo utilizador são inibidos.

MONITORIZAÇÃO

Medidas

A TPU TD420 disponibiliza a medida, em regime quase-estacionário, das seguintes grandezas:

- Valor eficaz das correntes nas três fases de cada um dos enrolamentos e no neutro;
- Valor eficaz da corrente residual para cada enrolamento (soma virtual das três correntes de fase);
- Valor eficaz da corrente inversa para cada enrolamento;
- Valor eficaz da corrente de ligação da cuba do transformador;
- Valor eficaz das correntes diferenciais e das 2ª e 5ª harmónicas respectivas.

Com base nas medidas efectuadas a TPU TD420 calcula e regista, com datação, as seguintes informações:

- As pontas máximas de corrente (médias obtidas em 1 segundo), para ambos os enrolamentos;
- Soma do quadrado das correntes cortadas em cada polo de ambos os disjuntores;
- Número de manobras de cada um dos disjuntores.

A grande precisão obtida nas medidas efectuadas permite, em geral, prescindir de conversores de medida adicionais. Todas as medidas calculadas estão disponíveis na interface local ou remotamente através da ligação à rede de área local e ao Sistema de Supervisão e Comando.

Comparadores Analógicos

Adicionalmente a todas as funções de protecção e de medida, a TPU TD420 disponibiliza um conjunto de comparadores configuráveis para as grandezas analógicas, adquiridas e calculadas na protecção.

A parametrização dos limiares superior e inferior, bem como os alarmes associados, possibilita a implementação de mecanismos de comparação úteis na exploração do sistema de energia.

Diagrama de Carga

A TPU TD420 calcula e regista em permanência o diagrama de carga diário. Esta informação baseia-se no cálculo da média de 15 minutos de cada uma das medidas de corrente. Poderão ser armazenados todos os diagramas referentes a um mês.

Cada diagrama pode ser acedido localmente ou visualizado através do software de interface – WinProt. A recolha dos registos é feita através de uma ligação série ou através da LAN.

Oscilografia

A TPU TD420 regista e memoriza em memória flash um número elevado de oscilografias de correntes (cerca de 60 segundos).

A dimensão de cada oscilografia bem como os tempos de pré-defeito e pós-defeito são variáveis e configuráveis pelo utilizador. Por defeito, a gravação é iniciada 0,1 segundos antes do arranque da protecção e finalizada 0,1 segundos após o rearme de todos os relés virtuais das várias funções. A dimensão máxima é de 1 segundo. A frequência de amostragem das grandezas analógicas é de 1000 Hz.

O fecho do disjuntor origina também a gravação de uma oscilografia, sendo ainda possível definir outras condições lógicas que desencadeiam esse evento. Em particular, existem entradas binárias que podem ser usadas para esse efeito.

Ao contrário dos diagramas de carga, as oscilografias não podem ser visualizadas através da interface local do relé. Devem ser visualizadas num PC, usando para isso o WinProt.

Registo de Eventos

A TPU TD420 efectua a monitorização das entradas e saídas existentes no relé, bem como de todas as variáveis lógicas internas definidas. Qualquer alteração de estado ou evento é registada, com uma datação precisa (resolução de 1 ms).

Cada evento definido pode ser configurado para ser apresentado ou não no registo de eventos, de acordo com o grau de detalhe desejado, assim como o descritivo a ele associado e a ordem de visualização dos

registos. A TPU TD420 armazena diversos registos em memória flash. O armazenamento de um novo registo concretiza-se sempre que seja atingido um número máximo de 256 eventos ou periodicamente.

Tal como os restantes registos, os registos de eventos podem também ser acedidos na protecção ou visualizados num PC, usando o WinProt, e obtendo a informação local ou remotamente.

Datação de Eventos

A datação dos eventos registados pela TPU TD420 é sempre feita na hora local do país ou zona onde está instalada. Para tal, é possível parametrizar o desvio do respectivo fuso horário relativamente à referência dada pela hora GMT, bem como o dia e hora do início e fim do período de Verão, de acordo com as disposições legais em vigor.

A TPU TD420 recebe periodicamente um sinal de sincronização horária pela rede de área local. Na ausência desta, um relógio de tempo real permite fazer a actualização da data e hora da protecção, quando esta está desligada. Opcionalmente a TPU TD420 pode ser sincronizada através de um sinal do tipo IRIG-B, disponibilizando para isso uma interface própria ou através de um servidor SNTP, de acordo com a norma RFC 2030 (em versões com carta de comunicação Ethernet).

Informação de Sistema

A TPU TD420 disponibiliza em tempo real um conjunto alargado de informação de sistema. Esta informação reflecte o estado interno da protecção, quer a nível de hardware quer a nível de software.

Em termos de hardware é possível aceder ao estado dos vários componentes electrónicos, monitorizados em permanência. A informação associada ao software contém todos os dados relativos à identificação do relé, nomeadamente o tipo de relé, a versão, o número de série, o nome do relé, o endereço de rede, etc. Toda esta informação pode ser consultada localmente ou visualizada no PC através do WinProt. Pode também ser reportada em tempo real para o Sistema de Supervisão e Controlo através da rede de comunicação.

INTERFACES

Entradas e Saídas Binárias

A TPU TD420 possui na carta base 9 entradas binárias isoladas entre si, completamente configuráveis. Além desta carta é possível, em opção, utilizar mais duas cartas de expansão que podem assumir 3 tipos possíveis:

Tipo de carta	Entradas	Saídas
Carta Base	9	5+1
Carta de Expansão tipo 1	9	6
Carta de Expansão tipo 2	16	-
Carta de Expansão tipo 3	-	15

Sobre cada entrada binária é efectuada uma filtragem digital de modo a eliminar batimentos próprios do equipamento de potência. A variável lógica e o tempo de confirmação são configuráveis para cada entrada, sem prejuízo da correcta datação do início de cada transição de estado.

De base a TPU TD420 possui 6 saídas, 5 das quais configuráveis. A sexta é dupla (*changeover*) e é actuada pelo *watchdog* interno em caso de falha do relé. A configuração é semelhante à das entradas, atrás descrita.

Na carta de expansão do tipo 1 estão disponíveis duas saídas duplas e na carta de expansão tipo 3 são seis. Estas saídas visam fornecer uma solução para encravamentos lógicos que impliquem contactos normalmente fechados, dispensando por isso relés auxiliares.

Comunicação Série

A TPU TD420 disponibiliza 3 portas série para comunicação, duas portas traseiras e uma porta frontal.

As duas portas série traseiras podem ser utilizadas para comunicação com o WinProt. Em opção, a porta traseira COM1 poder ser usada para suporte de protocolos de comunicação série, nomeadamente o protocolo DNP 3.0 série, prescindindo neste caso de uma carta de comunicação extra.

A porta série frontal destina-se exclusivamente à comunicação com a aplicação WinProt.

Para cada porta série traseira, estão disponíveis 4 tipos de interface distintas, à escolha do utilizador, nomeadamente:

- Interface RS 232 isolada;
- Interface RS 485 isolada;
- Interface em fibra óptica de vidro;
- Interface em fibra óptica de plástico.

Integração no SCADA

A integração da TPU TD420 em sistemas de SCADA pode ser feita através de protocolos de comunicação série ou através de cartas de comunicação dedicadas, nomeadamente:

- Interface série para suporte do protocolo DNP 3.0, com velocidades de comunicação até 19200 baud;
- Carta Lonworks, usando o protocolo de comunicações Lontalk, com velocidade de comunicação de 1.25 Mbps;
- Carta Ethernet a 100Mbps, com opção de redundância, para suporte do protocolo de telecontrolo CEI 60870-5-104 e CEI 61850. Esta carta disponibiliza também o protocolo de comunicação TCP/IP, para ligação directa ao WinProt.

Teclas Funcionais

Através das teclas funcionais é possível mudar o modo de funcionamento da protecção, seleccionar um certo órgão e comandá-lo ou reconhecer sinalizações.

Alarmes

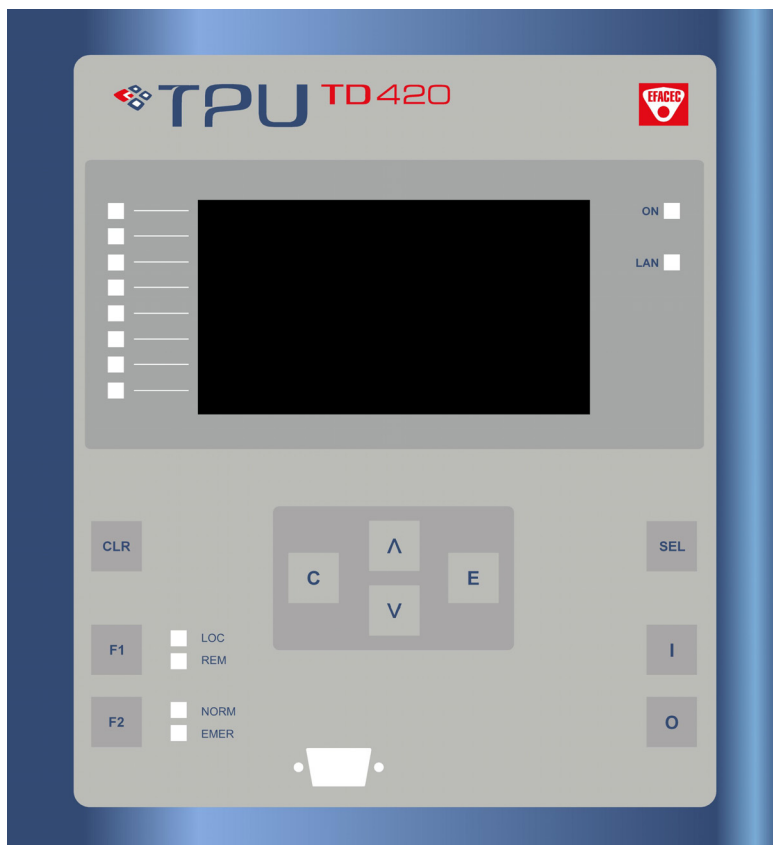
A TPU TD420 possui junto do visor gráfico 8 alarmes configuráveis. Para cada alarme é possível definir a variável lógica associada, o tipo de alarme e o texto que é representado no visor.

Visor Gráfico

A TPU TD420 possui um visor gráfico onde é representada diversa informação, nomeadamente: sinóptico, menus de parametrização e menus com os registos. O sinóptico apresenta informação lógica com o estado dos aparelhos, descrição dos alarmes, medidas analógicas e informação estática.

Segurança

Qualquer utilizador pode aceder a todas as informações na interface local. Contudo, por questões de segurança, sem a palavra chave correcta, não podem ser efectuadas parametrizações.



INTERFACE REMOTA – WINPROT 4

O WinProt é uma aplicação de software de alto nível para interface com as Unidades de Protecção e Controlo EFACEC, podendo comunicar com diferentes relés e diferentes versões do mesmo relé. A sua arquitectura tem como base a divisão de funcionalidades em módulos especializados cujo acesso depende do tipo de relé e do tipo de utilizador.

O armazenamento estruturado de toda a informação numa base de dados protegida é outra característica fundamental do WinProt. Através dos diferentes módulos é possível executar diversas operações, a seguir descritas.

Acesso Remoto

O WinProt permite o acesso local por porta série, através de um modem, remotamente através da rede de comunicação local (LAN) ou ainda através de uma rede Ethernet directamente ligada às unidades. Para cada tipo de comunicação usado e para cada unidade específica é possível configurar os parâmetros associados.

A utilização da LAN tem como vantagem relativamente à comunicação série o acesso a qualquer das protecções inseridas na rede sem necessidade de mudar qualquer configuração física. Desta forma qualquer operação de manutenção, parametrização ou simples monitorização do sistema pode ser feita remotamente a partir do Sistema de Supervisão e Controlo, podendo mesmo utilizar-se uma Intranet se esta existir.

Módulo de Parametrização

A parametrização de cada protecção é efectuada através do módulo específico – WinSettings – onde é possível parametrizar função a função, copiar dados de um relé para outro, comparar as parametrizações da base de dados com as existentes no relé ou simplesmente comparar parametrizações entre relés diferentes.

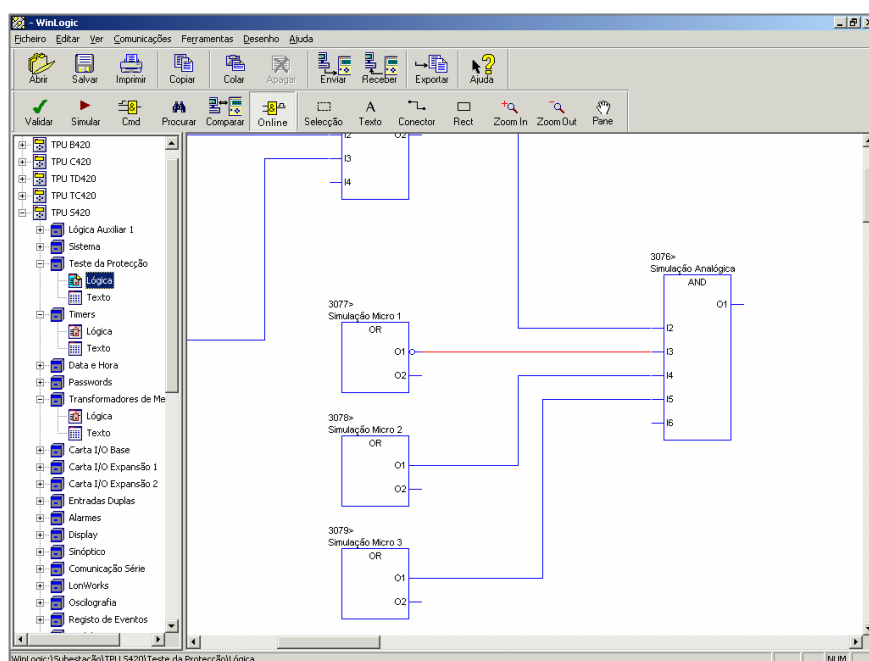
O utilizador dispõe de ferramentas que o ajudam a efectuar essa parametrização, nomeadamente gráficos com representação das características tempo-corrente, parâmetros de defeito, impressão das configurações feitas, lista de comparações, etc.



Módulo de Lógica Programável

O WinLogic é uma ferramenta amigável para configuração gráfica da lógica programável do relé. Com ela é possível implementar qualquer tipo de encravamento lógico, podendo incluir temporizações variáveis.

Além da configuração das ligações entre variáveis lógicas, o utilizador pode também definir o próprio texto associado a cada variável lógica, validar as alterações feitas à rede lógica, ver em tempo real o estado de toda a rede e efectuar a simulação lógica antes de descarregar a configuração para a protecção. A parametrização lógica baseia-se na norma CEI 61131-3.



Módulo de Análise de Registos

O WinProt possui um módulo especialmente vocacionado para a visualização, análise e recolha dos diversos registos produzidos pela protecção: WinReports.

A análise de cada registo é facilitada por ferramentas gráficas concebidas para o efeito. Por exemplo, na oscilografia o utilizador poderá fazer zooming, ver valores instantâneos, ver a representação dos fasores, deslocar os eixos, etc. O diagrama de carga e o registo de eventos são outros registos que podem ser analisados.

Configuração do Sinóptico

O WinProt possui um módulo para parametrização gráfica do sinóptico: WinMimic. Esta ferramenta tem como aplicação as unidades com visor gráfico. Através dela é possível definir a parte simbólica, a parte textual e as próprias medidas e estados a apresentar no sinóptico da protecção.

Juntamente com este módulo é disponibilizada uma biblioteca de elementos gráficos que o utilizador pode usar para construir o sinóptico da unidade.

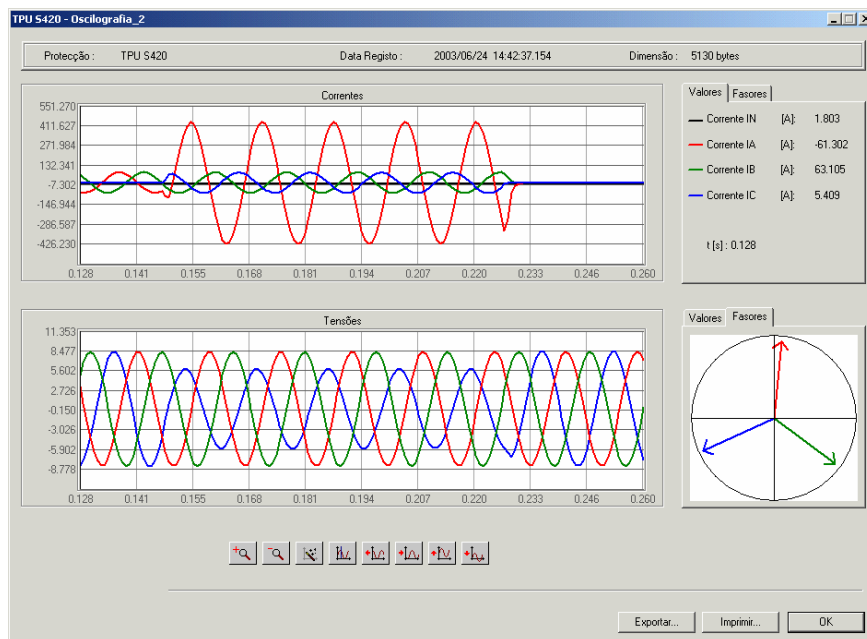
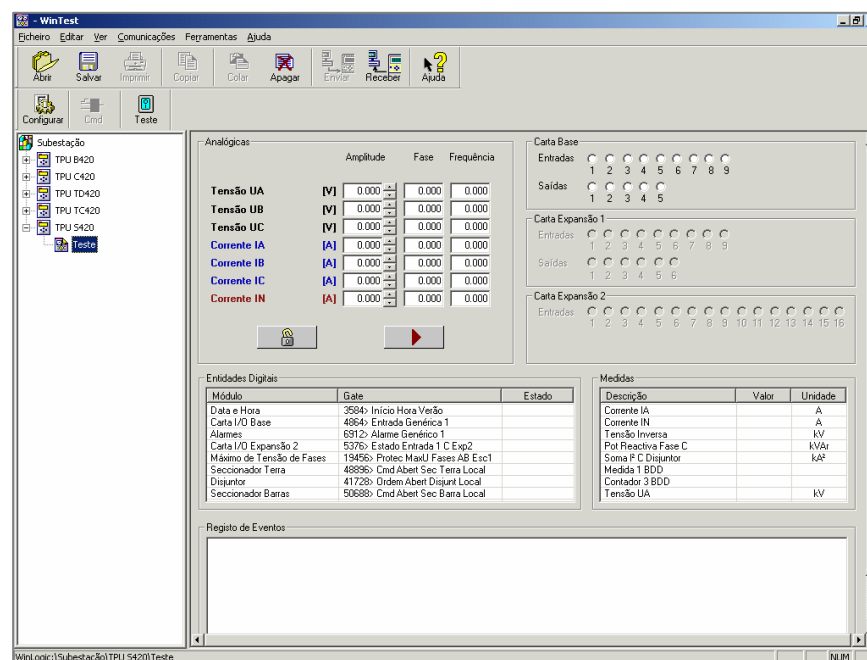
Módulo de Teste

O módulo de teste, WinTest, visa a execução de testes automáticos sobre a unidade sem necessidade de equipamentos externos de injeção, como por exemplo malas de ensaios.

Este módulo permite simular a injeção de grandezas analógicas, geração de transições de estado das entradas binárias e monitorização da actuação das saídas. É possível também supervisionar em tempo real todas as medidas e eventos gerados pelo relé.

Actualização de Firmware

O WinCode foi concebido como um módulo do WinProt dedicado à actualização de firmware do relé. Esta operação pode ser feita em qualquer altura, mas apenas por técnicos especializados.

INTERFACE WEB – WEBPROT

Todas as unidades da gama 420 disponibilizam um servidor web embestado, a partir do qual é possível obter, visualizar e alterar toda a informação armazenada na unidade. Este servidor foi concebido com base nas mais recentes tecnologias disponibilizando toda a informação em formato XML e ferramentas em JAVA (implica a instalação da *JAVA Virtual Machine*). O acesso ao WebProt é feito através da rede local Ethernet, usando um browser HTML normal.

Informação Geral

A página principal apresenta toda a informação geral da unidade, nomeadamente, a forma de encomenda, a aplicação, a versão e o número de série. A partir desta página é possível aceder às páginas com informação mais especializada (parametrizações, registos, medidas, etc.). Estão ainda acessíveis um contador de acessos, um mapa das páginas acessíveis no servidor e uma página com links uteis (suporte, site EFACEC, mail, etc.).

Parametrizações

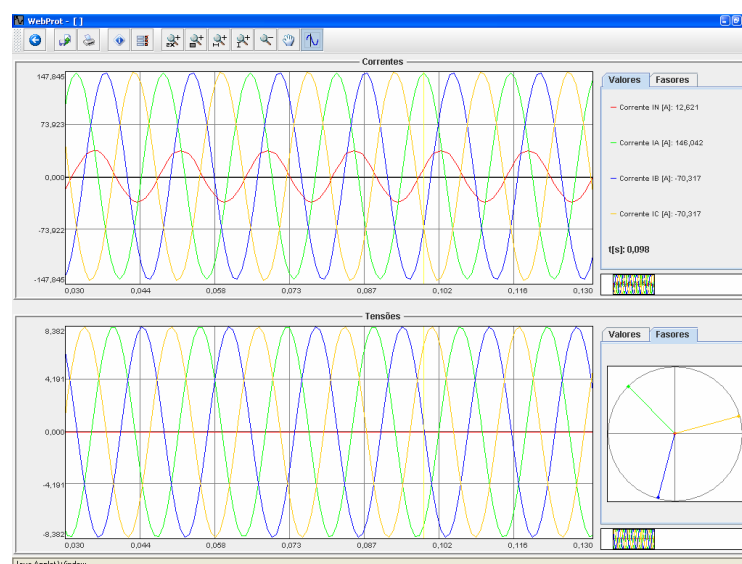
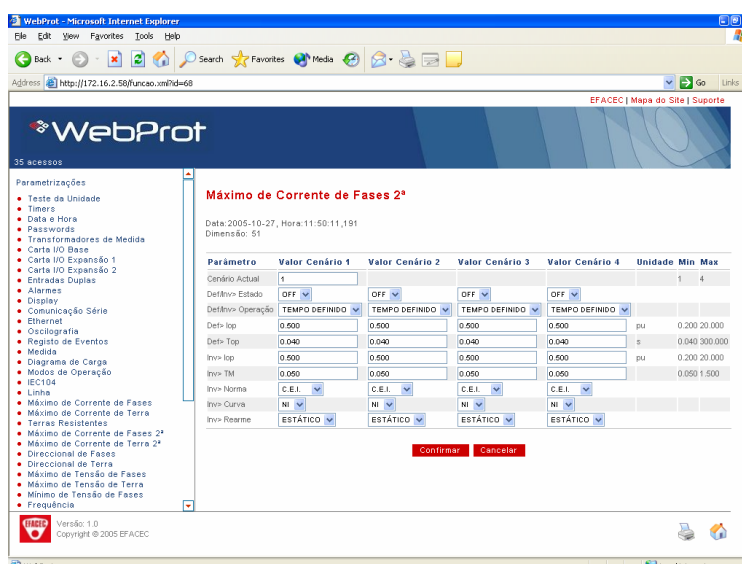
Através do WebProt o utilizador pode consultar e alterar os diversos parâmetros das funções definidas na unidade. Esta possibilidade está no entanto condicionada à inserção prévia de uma palavra chave, para efeitos de alteração. É também possível imprimir e exportar toda a informação.

Registos

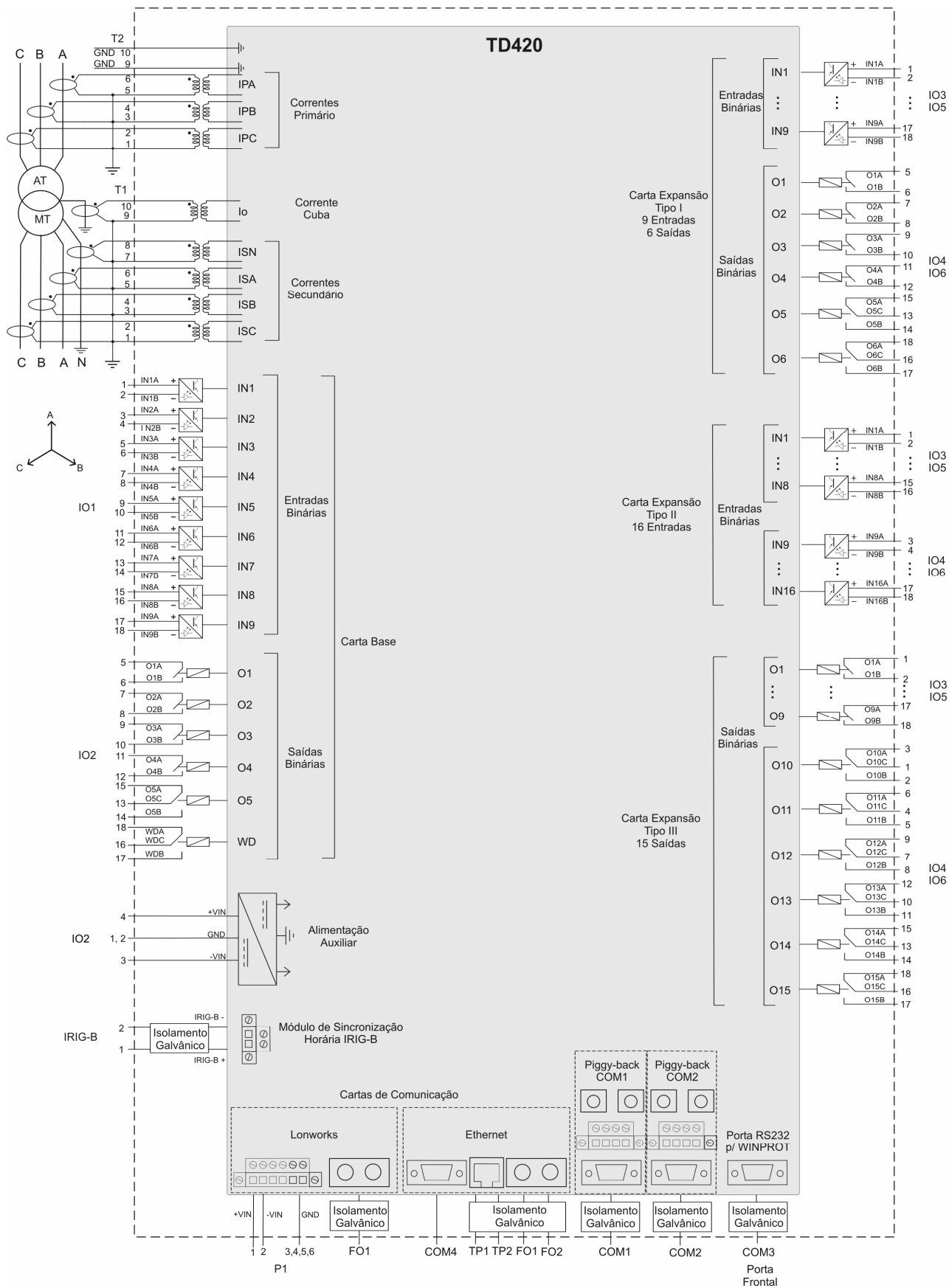
O WebProt permite a recolha e análise dos diversos tipos de registos existentes na unidade (oscilografias, registos de eventos, diagramas de carga, etc.) Para os registos mais complexos, como é o caso das oscilografias, são descarregadas ferramentas de análise directamente do servidor, o que permite prescindir de aplicações específicas de alto nível.

Sinóptico

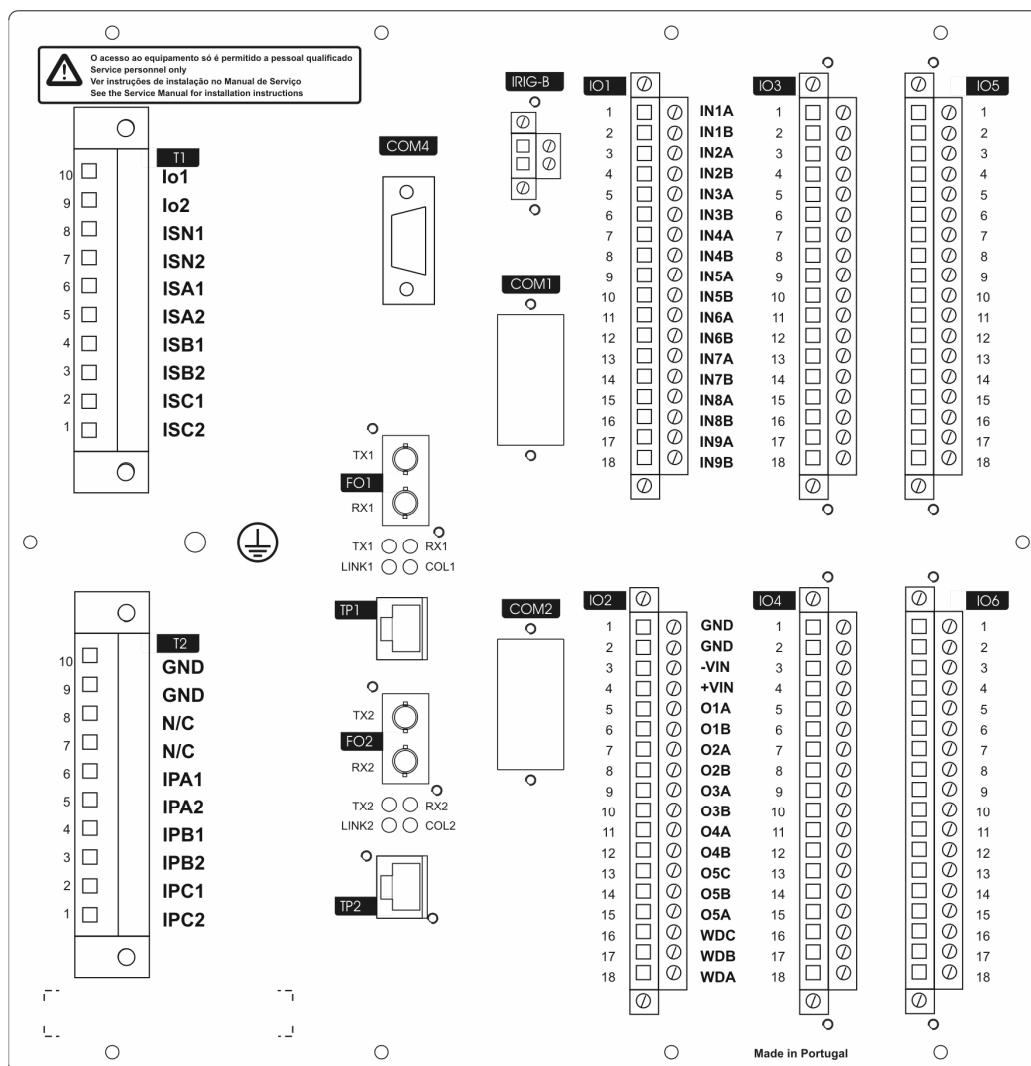
A monitorização remota do sinóptico da unidade e de toda a informação de alarmes é outra das funcionalidades disponíveis, permitindo assim de uma forma rápida e eficiente saber o estados dos órgãos, tal como se faria no local.



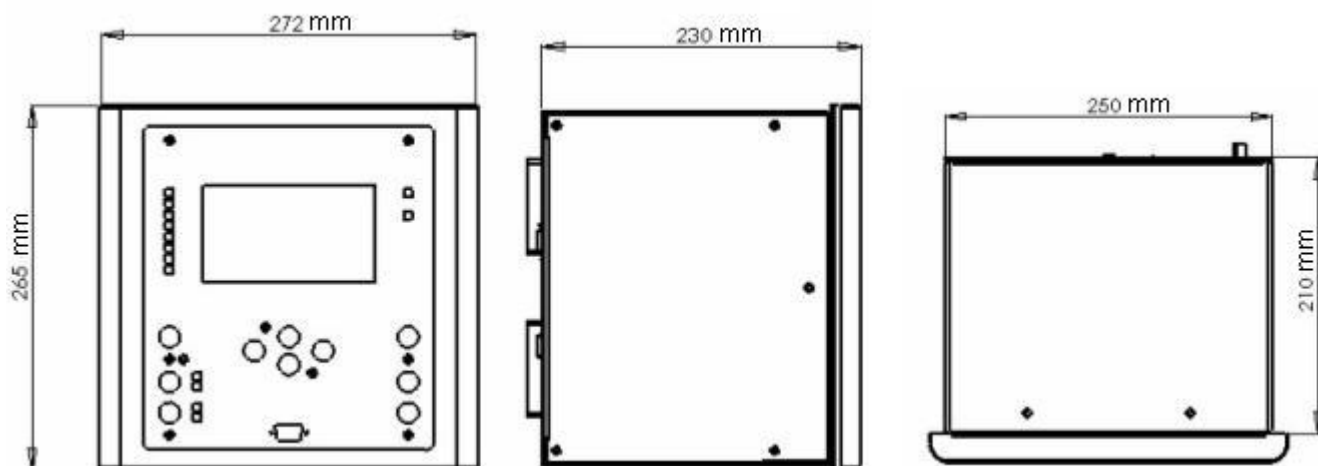
ESQUEMA DE LIGAÇÕES



ESQUEMA DE LIGAÇÕES – PAINEL TRASEIRO



DIMENSÕES



ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS

Entradas analógicas de corrente	Frequência	50 Hz / 60 Hz
	Corrente nominal (fases)	1 A / 5 A
	Capacidade térmica	5 A / 15 A permanentes
		50 A / 200 A durante 1 s
	Corrente nominal (neutro/cuba)	5 A / 1 A / 0,2 A / 0,04 A
	Capacidade térmica	15 A / 5 A / 1,5 A / 0,5 A permanentes
		200 A / 50 A / 10 A / 4 A durante 1 s
	Consumo	< 0,25 VA @ In

Alimentação auxiliar	Gamas disponíveis	24 Vdc (19 - 72 Vdc)
		48 Vdc (19 - 72 Vdc)
		110 / 125 Vac/dc (88 - 300 Vdc/80 - 265 Vac)
		220 / 240 Vac/dc (88 - 300 Vdc/80 - 265 Vac)
	Consumo	12 a 30 W / 20 a 60 VA
	Ripple na tensão dc auxiliar	< 12%

Entradas binárias	Tensões nominais	24 V (19 ... 138) V dc
		48 V (30 ... 120) V dc
		110/125 V (80 ... 220) V dc
		220/250 V (150...300) V dc
	Consumo de corrente	24 V < 0,05 W (1,5 mA @ 24 V dc)
		48 V < 0,1 W (1,5 mA @ 48 V dc)
		110/125 V < 0,2 W (1,5 mA @ 125 V dc)
		220/250 V < 0,4 W (1,5 mA @ 250 V dc)
	Tempo de confirmação das mudanças de estado	1 .. 128 ms
	Número máximo de transições por segundo	1 .. 255
	Tempo de validação das entradas duplas	1 .. 60 s

Saídas binárias	Tensão nominal	250 V ac / dc
	Corrente em permanência	5 A
	Poder de fecho	1 s @ 10 A; 0,2 s @ 30 A
	Poder de corte	dc : 1/0,4/0,2 A @ 48/110/220 V; L/R < 40 ms
		ac : 1250 VA (250 V / 5 A); cosφ > 0,4
	Tensão entre contactos abertos	1 kV rms 1 min
	Modo de funcionamento	Impulso / Sinalização
	Duração do impulso	0,02 .. 5 s

Interfaces Comunicativas	Lonworks	Tipo de fibra	Óptica de vidro multimodo
			50/125 µm ou 62,5/125 µm
		Comprimento de onda	880 nm ou 1320 nm
		Conector	ST
		Distância máxima	30 km
	Ethernet	Tipo de fibra	Óptica de vidro multimodo
			50/125 µm ou 62,5/125 µm
		Comprimento de onda	1300 nm
		Conector	ST (SC em opção)
		Distância máxima	2 km
	Piggy-back óptico com fibra de vidro	Tipo de fibra	Óptica de vidro multimodo
			50/125 µm ou 62,5/125 µm
		Comprimento de onda	820 nm
		Conector	ST
		Distância máxima	1,7 km
	Piggy-back óptico com fibra de plástico	Tipo de fibra	Óptica de plástico (POF)
			1 mm
		Comprimento de onda	650 nm
		Distância máxima	45 m

Ensaaios de isolamento	Rigidez dieléctrica	CEI 60255-5	2,5 kV ac 1 min 50 Hz
			3 kV dc 1 min (alimentação)
	Onda de choque	CEI 60255-5	5 kV 1,2/50 µs, 0,5 J
	Resistência de isolamento	CEI 60255-5	> 100 MΩ @ 500 V dc

EMC - Ensaios de imunidade	Onda oscilatória amortecida de 1 MHz	CEI 60255-22-1 Classe III EN 61000-4-12	2,5 kV modo comum 1 kV modo diferencial
	Descarga electrostática	EN 61000-4-2	8 kV contacto; 15 kV ar
	Campo electromagnético	EN 60255-22-2 Classe IV EN 61000-4-3	80 MHz–1000 MHz; 10 V/m; 80% AM 900 ± 5 MHz; 10V/m; 50%; 200Hz
	Transitórios rápidos	EN 61000-4-4 CEI 60255-22-4 Classe IV	4 kV 5/50 ns
	Ondas de choque	EN 61000-4-5	4/2 kV (alimentação) 2/1 kV (I/O)
	Perturbações RF conduzidas	EN 61000-4-6	10 V rms, 150 kHz–80 MHz @ 1 kHz 80% am
	Campo magnético a 50/60Hz	EN 61000-4-8	30 A/m cont; 300 A/m 3 s
	Variações na tensão de alimentação ac	EN 61000-4-11 CEI 60255-11	10 ms @ 70%; 100 ms @ 40% 1 s @ 40%; 5 s @ 0%
	Interrupções na tensão de alimentação	EN 61000-4-11 CEI 60255-11	5, 10, 20, 50, 100 e 200 ms
EMC - Ensaios de emissão	Emissão radiada	EN 55011; EN 55022	30 – 1000 MHz classe A
	Emissão conduzida	EN 55011; EN55022	0,15 – 30 MHz classe A
Marcação CE	EMC – Imunidade	EN 61000-6-2 : 2001 EN 50263 : 1999	
	EMC - Emissão	EN 61000-6-4 : 2001 EN 50263 : 1999	
	Directiva de Baixa Tensão	EN 60950-1 : 2001 CEI 60255-5 : 2000	
Ensaios mecânicos	Ensaios de vibração (sinusoidal)	CEI 60255-21-1 Classe II	
	Ensaios de choque e <i>bump</i>	CEI 60255-21-2 Classe II	
	Ensaios sísmicos	CEI 60255-21-3 Classe II	
Ensaios ambientais	Gama de temperaturas de funcionamento	- 10°C a + 60°C	
	Gama de temperaturas de armazenamento	- 25°C a + 70°C	
	Ensaio de frio, CEI 60068-2-1	- 10°C, 72h	
	Ensaio de calor, CEI 60068-2-2	+ 60°C, 72h	
	Ensaio de nevoeiro salino, CEI 60068-2-11	96h	
	Ensaio de calor húmido, CEI 60068-2-78	+ 40°C, 93% RH, 96h	
	Ensaio de temperaturas de armazenamento, CEI 60068-2-48	- 25°C + 70°C	
	Estanqueidade segundo EN 60529, face frontal, montagem encastrada	IP54	
	Estanqueidade segundo EN 60529, face traseira	IP20	
Peso		8 Kg	
Condições ambientais	Humidade relativa	10 a 90%	
	Temperatura	- 10 °C a 60 °C, 40°C húmidos	
Protecção Diferencial de Transformadores não Restrita	I_{op} diferencial	2 .. 25 pu ($I_{REF} = I_n$ AT)	
	Tempo mínimo de actuação	30 ms (com $I \geq 2 I_{op}$)	
	Precisão da corrente	5% (mínimo 3% I_n)	
	Factor de rearme	0,95	
	Tempo máximo de rearme	30 ms	
Protecção Diferencial de Transformadores Restrita	I_{op} diferencial (máxima sensibilidade)	0,1 .. 1 pu ($I_{REF} = I_n$ AT)	
	Declive do 1º troço da característica	15 .. 100 %	
	Declive do 2º troço da característica	50 .. 200 %	
	2º ponto de transição (I_{rest}) da característica	1 .. 20 pu ($I_{REF} = I_n$ AT)	
	Razão de bloqueio por 2ª harmónica	10 .. 65 %	
	Razão de bloqueio por 5ª harmónica	10 .. 65 %	
	Tempo mínimo de actuação	30 ms (com $I \geq 2 I_{op}$)	
	Precisão da corrente	5% (mínimo 3% I_n)	
	Factor de rearme	0,95	
	Tempo máximo de rearme	30 ms	

Protecção de Máximo de Corrente de Limiar Alto para defeitos entre fases (AT e MT)	Corrente operacional	0,2 .. 40 pu
	Temporização	0 .. 60 s
	Tempo mínimo de actuação	30 ms (com $I \geq 2 I_{op}$)
	Precisão temporal	± 10 ms
	Precisão da corrente	5% (mínimo 3% I_n)
	Factor de rearme	0,95
	Tempo máximo de rearme	30 ms
Protecção de Máximo de Corrente de Limiar Baixo de tempo definido/ inverso para defeitos entre fases (AT e MT)	Curvas	NI, MI, EI das normas CEI e IEEE
	Corrente operacional	0,2 .. 20 pu
	Temporização	0,04 .. 300 s
	Regulação do TM	0,05 .. 1,5
	Precisão temporal	± 10 ms (tempo definido)
		3% ou ± 10 ms (tempo inverso)
	Precisão da corrente	3% (mínimo 3% I_n)
	Valor de arranque da protecção de tempo inverso	1,2 lop
	Factor de rearme	0,96
Protecção de Máximo de Corrente Universal de tempo definido para defeitos entre fases (AT e MT)	Corrente operacional	0,2 .. 40 pu
	Temporização	0,04 .. 300 s
	Precisão temporal	± 10 ms
	Precisão da corrente	3% (mínimo 3% I_n)
	Factor de rearme	0,96
	Tempo máximo de rearme	30 ms
Protecção de Máximo de Corrente de Limiar Alto para defeitos fase-terra (AT e MT)	Corrente operacional	0,1 .. 40 pu
	Temporização	0 .. 60 s
	Tempo mínimo de actuação	30 ms (com $I \geq 2 I_{op}$)
	Precisão temporal	± 10 ms
	Precisão da corrente	5% (mínimo 3% I_n)
	Factor de rearme	0,95
	Tempo máximo de rearme	30 ms
Protecção de Máximo de Corrente de Limiar Baixo de tempo definido/ inverso para defeitos fase-terra (AT e MT)	Curvas	NI, MI, EI das normas CEI e IEEE
	Corrente operacional	0,1 .. 20 pu
	Temporização	0,04 .. 300 s
	Regulação do TM	0,05 .. 1,5
	Precisão temporal	± 10 ms (tempo definido)
		3% ou ± 10 ms (tempo inverso)
	Precisão da corrente	3% (mínimo 3% I_n)
	Valor de arranque da protecção de tempo inverso	1,2 lop
	Factor de rearme	0,96
Protecção de Máximo de Corrente Universal de tempo definido para defeitos fase-terra (AT e MT)	Corrente operacional	0,1 .. 40 pu
	Temporização	0,04 .. 300 s
	Precisão temporal	± 10 ms
	Precisão da corrente	3% (mínimo 3% I_n)
	Factor de rearme	0,96
	Tempo máximo de rearme	30 ms
Protecção Diferencial Restrita de Terra	I_{op} diferencial (máxima sensibilidade)	0,1 .. 1 pu
	Declive da característica	15 .. 100 %
	Ângulo de bloqueio	90° .. 130°
	Temporização	0 .. 60 s
	Tempo mínimo de actuação	30 ms (com $I \geq 2 I_{op}$)
	Precisão temporal	± 10 ms
	Precisão da corrente	5% (mínimo 3% I_n)
	Factor de rearme	0,95
	Tempo máximo de rearme	30 ms

Protecção de Máximo de Corrente de Cuba de Limiar Alto	Corrente operacional	0,1 .. 40 pu
	Temporização	0 .. 60 s
	Tempo mínimo de actuação	30 ms (com $I \geq 2 I_{op}$)
	Precisão temporal	± 10 ms
	Precisão da corrente	5% (mínimo 3% I_n)
	Factor de rearme	0,95
	Tempo máximo de rearme	30 ms
Protecção de Máximo de Corrente de Cuba de Limiar Baixo de tempo definido/ inverso	Curvas	NI, MI, EI das normas CEI e IEEE
	Corrente operacional	0,1 .. 20 pu
	Temporização	0,04 .. 300 s
	Regulação do TM	0,05 .. 1,5
	Precisão temporal	± 10 ms (tempo definido)
		3% ou ± 10 ms (tempo inverso)
	Precisão da corrente	3% (mínimo 3% I_n)
	Valor de arranque da protecção de tempo inverso	1,2 I_{op}
	Factor de rearme	0,96
	Tempo máximo de rearme estático	30 ms
Protecção contra Falha de Disjuntor	Temporização	0,05 .. 10 s
	Tempo de confirmação de avaria circuito disparo	0,05 .. 10 s
Supervisão da Manobra de Aparelhos	Tempo de confirmação de abertura	0,05 .. 60 s
	Tempo de confirmação de fecho	0,05 .. 60 s
Precisão da Medida	Correntes (fases e terra)	0,5 % I_n
	Correntes (diferenciais)	1,5 % I_n (AT)
Registo Cronológico de Eventos	Resolução	1 ms
	Número máximo de eventos por registo	256
	Número de eventos registados	> 28000
Oscilografia	Frequência de amostragem	1000 Hz
	Tempo total registado	60 s
Comparadores Analógicos	Parâmetros Configuráveis	Valor Limiar Alto Valor Limiar Baixo
	Precisão temporal	1 s
Diagrama de Carga	Grandezas	I (AT), I (MT)
	Tempo total registado	1 mês
Sincronização SNTP	Número de servidores SNTP	2
	Tempos pedidos servidor	1 .. 1440 min
	Variação máxima	1 .. 1000 ms
	Número mínimo pacotes	1 .. 25
	Timeout servidor	1 .. 3600 s
	Modo funcionamento	Multicast/Unicast

VERSÕES

FUNÇÕES DISPONÍVEIS	VERSÃO	
	TD420 – I	TD420 – R
Protecção Diferencial de Transformadores (87T)	♦	♦
Protecção de Máximo de Corrente de Fases AT (50/51)	♦	♦
Protecção de Máximo de Corrente de Terra AT (50/51N)	♦	♦
Protecção de Máximo de Corrente de Fases MT (50/51)	♦	
Protecção de Máximo de Corrente de Terra MT (50/51N)	♦	♦
Protecção Diferencial Restrita de Terra (87N)		♦
Protecção de Máximo de Corrente de Cuba (50/51G)	♦	♦
Bloqueio de Fecho dos Disjuntores (86T)	♦	♦
Falha de Disjuntor (62BF)	♦	♦
Supervisão dos Circuitos de Disparo (62)	♦	♦
Reposição por Normalização de Tensão (versão centralizada)	♦	♦
Reposição por Normalização de Frequência (versão centralizada)	♦	♦
Selectividade Lógica (68)	♦	♦
Transferência de Protecções (43)	♦	♦
Monitorização das Protecções Próprias do Transformador	♦	♦
Supervisão das Manobras dos Aparelhos	♦	♦
Lógica Programável	♦	♦
Automação Distribuída	♦	♦
Oscilografia	♦	♦
Comparadores Analógicos	♦	♦
Registo Cronológico de Eventos	♦	♦
Diagrama de Carga	♦	♦

Os automatismos de deslastre/reposição de carga por mínimo de tensão e mínimo de frequência, na versão centralizada, são baseados na interacção com uma unidade de barramento (TPU B420), dispensando por isso funções de tensão e de frequência na protecção.

FORMA DE ENCOMENDA

TPU TD420 – Ed1 -		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Versão																			
TPU TD420 – I		I																	
TPU TD420 – R		R																	
Valor nominal das entradas de corrente de fase AT																			
1 A		1A																	
5 A		5A																	
Valor nominal das entradas de corrente de fase MT																			
1 A		1A																	
5 A		5A																	
Valor nominal da entrada de corrente de neutro MT																			
0,04 A				0,04A															
0,2 A				0,2A															
1 A				1A															
5 A				5A															
Valor nominal da entrada de corrente de cuba																			
0,04 A				0,04A															
0,2 A				0,2A															
1 A				1A															
5 A				5A															
Frequência																			
50 Hz								50Hz											
60 Hz								60Hz											
Valor nominal da tensão de alimentação																			
24 Vdc																			
48 Vdc																			
110/125 Vdc/Vac																			
220/240 Vdc/Vac																			
Carta de Expansão I/O 1																			
Ausente																		0	
Tipo 1 - 9 Entradas + 6 Saídas																		1	
Tipo 2 - 16 Entradas																		2	
Tipo 3 - 15 Saídas																		3	
Carta de Expansão I/O 2																			
Ausente																		0	
Tipo 1 - 9 Entradas + 6 Saídas																		1	
Tipo 2 - 16 Entradas																		2	
Tipo 3 - 15 Saídas																		3	
Protocolos de Comunicação																			
Nenhum																		0	
DNP 3.0 Série																		DNP	
Lonworks com interface óptica sem alimentação própria																		LON1	
Lonworks com interface óptica com alimentação própria																		LON2	
Lonworks com interface cobre sem alimentação própria																		LON3	
Lonworks com interface cobre com alimentação própria																		LON4	
CEI 60870-5-104 sobre Ethernet 100BaseTx redundante																		ETH1	
CEI 60870-5-104 sobre Ethernet 100BaseFx redundante																		ETH2	
CEI 61850 sobre Ethernet 100BaseTx redundante																		850T	
CEI 61850 sobre Ethernet 100BaseFx redundante																		850F	
Interface Porta Série 1																			
RS 232 (por defeito)																		0	
RS 485																		1	
Fibra Óptica de Plástico																		2	
Fibra Óptica de Vidro																		3	
Interface Porta Série 2																			
RS 232 (por defeito)																		0	
RS 485																		1	
Fibra Óptica de Plástico																		2	
Fibra Óptica de Vidro																		3	
Língua																			
Português																		PT	
Inglês																		UK	
Francês																		FR	
Espanhol																		ES	

NOTAS

EFACEC Engenharia, S.A.
Automação de Sistemas de Energia

Sede

Rua da Garagem 1 - Ap. 527
2796-853 Carnaxide - Portugal
Telefone +351 21 416 36 00 Fax +351 21 416 37 40

Delegação

Rua Eng. Frederico Ulrich - Ap. 3078
4471-907 Moreira Maia - Portugal
Telefone +351 22 940 20 00 Fax +351 22 948 54 28

Web: www.efacec.pt



Devido ao contínuo desenvolvimento, as características poderão ser alteradas sem aviso prévio
Sem validade como documento contratual

ANEXO C

Certificado Transformador de Corrente

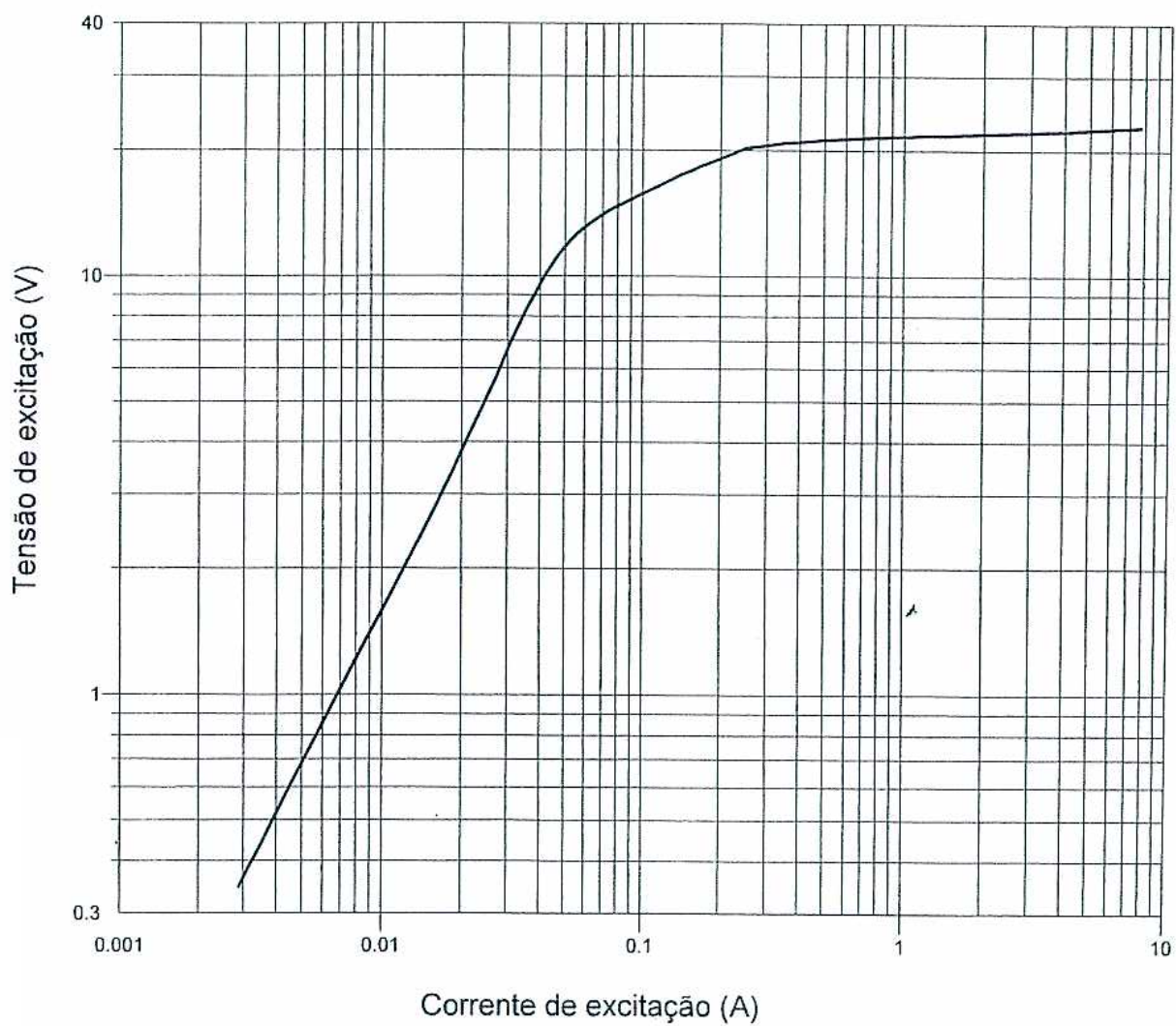
Spec. ELEQ :BER 30776
 Relação nominal :500/2A
 Carga nominal :10VA
 Designação :10P2
 Fato térmico nom. :150%
 Frequência :50 Hz
 Val. crista corr. suport.:2.5xIth
 Cor. suport. curta dur.:25 x In/1 sec.

Relação	VA	Erro corrente (%)	Ângulo de fase (min)	Erro corrente (%)	Ângulo de fase (min)	Erro corrente (%) 1.00 I _p	Ângulo de fase (min)	Erro corrente (%)	Ângulo de fase (min)	Erro corrente (%)	Ângulo de fase (min)
500/2 (S1-S2)	10.0					-0.88	+0.2				

Relação		500/2									
Derivações		S1-S2									
Fio	mm ²	2.011									
Rsec	Ohm	0.188									
Rct (75°C)	Ohm	0.229									

Tensão Induzida											
Maior número de espiras : 0.2kV em 1.0 x I _p											
Tamb : 20°C											
Verificação P-classe : 10P2											
500/2A:U _{exc} = 10.7V -> I _{exc} = 45mA (Max. 400mA)						bom					
Composite Error: 1.13%						bom					
Verificação I _{eth} : 25 x In/1s						bom					

Curva de excitação Transformador



/ 500/2A

Certificado Transformador de Corrente

Spec. ELEQ :BER 30774
 Relação nominal :2000/1A
 Carga nominal :30VA
 Designação :5P20
 Fato térmico nom. :150%
 Frequência :50 Hz
 Val. crista corr. suport:2.5xIth
 Cor. suport. curta dur.:25 x In/1 sec.

Relação	VA	Erro corrente (%)	Ângulo de fase (min)	Erro corrente (%)	Ângulo de fase (min)	Erro corrente (%) 1.00 Ip	Ângulo de fase (min)	Erro corrente (%)	Ângulo de fase (min)	Erro corrente (%)	Ângulo de fase (min)
2000/1 (S1-S2)	30.0					-0.04	+0.0				

Relação		2000/1									
Derivações		S1-S2									
Fio	mm²	0.985									
Rsec	Ohm	6.68									
Rct (75°C)	Ohm	8.12									

Tensão Induzida

Maior número de espiras : 4.9kV em 0.2 x Ip

Tamb : 20°C

Verificação P-classe : 5P20

2000/1A:Uexc = 736V -> Iexc = 6mA (Max. 1.00A)

Composite Error: 0.03%

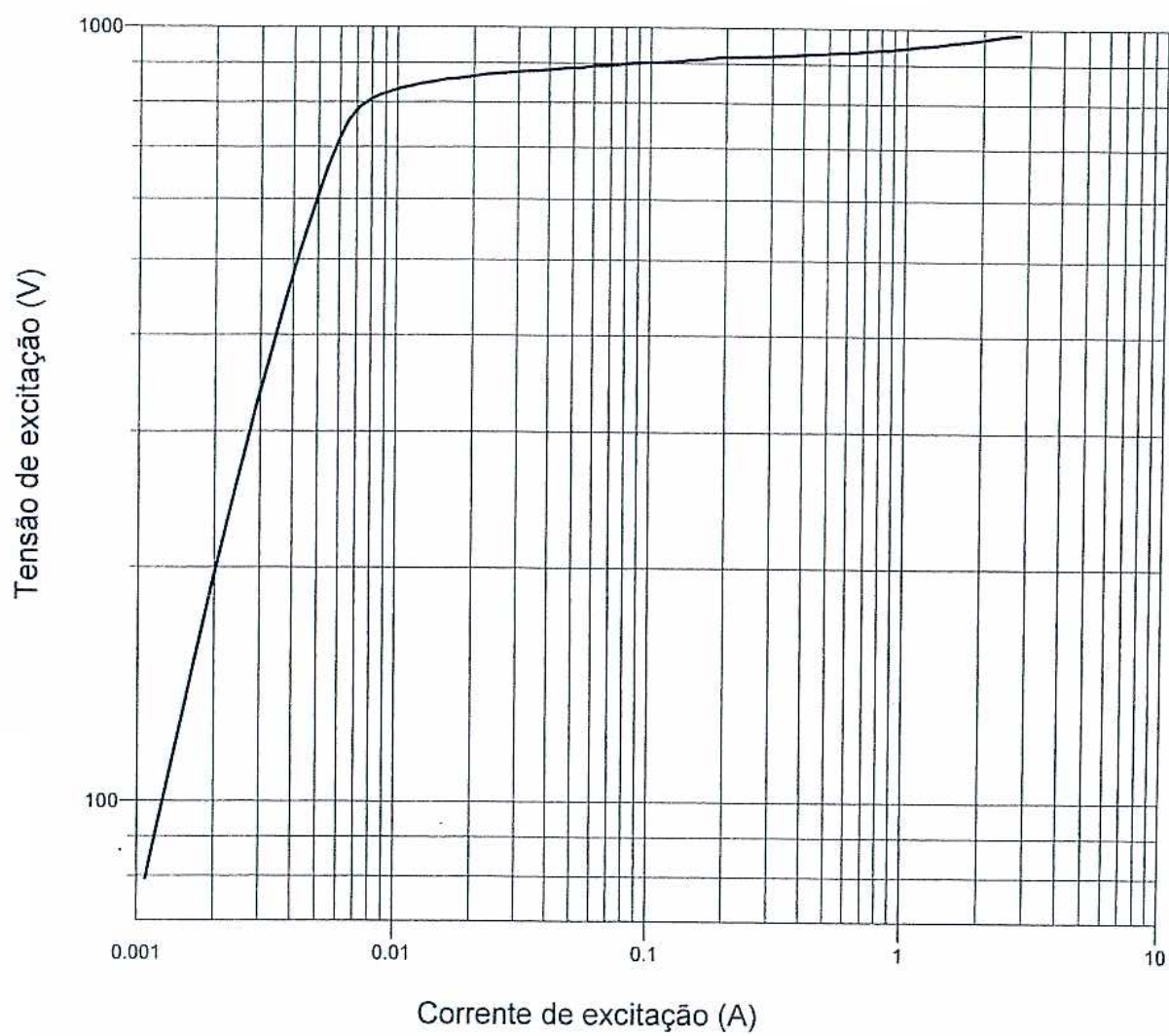
bom

bom

Verificação leth : 25 x In/1s

bom

Curva de excitação Transformador



/ 2000/1A

DADOS DE UM TÍPICO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (126MVA)

I. CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E NOMINAIS

	ENROLAMENTO 1			ENROLAMENTO 2		ENROLAMENTO 3	
TIPO DE LIGAÇÕES POTÊNCIA (MVA) TENSÃO (kV) REGULAÇÃO NÚMERO DE TOMADAS AMPLITUDE DO ESCALÃO	YN Nominal 126,00 Base 126,00 Nominal 220,00 Base 220,00 EM CARGA 26 2,163 (kV) 0,983(%)			yn0 Nominal 126,00 Base 126,00 Nominal 63,00 Base 63,00		d11 Nominal 2,00 Base 126,00 Nominal 10,00 Base 10,00	
GAMA DE REGULAÇÃO EM CARGA	TOMADAS	U1(kV)	U1/Ub	Sem Regulação		Sem Regulação	
	1	241,455	1,097				
	11	220,00	1,00				
	26	187,378	0,852				
SITUAÇÃO DO NEUTRO	Rigidamente à Terra			Rigidamente à terra			

II. IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO

	IMPEDÂNCIA											
	Directa						Homopolar					
TOMADAS	R12(%)	X12(%)	R13(%)	X13(%)	R23(%)	X23(%)	R12(%)	X12(%)	R13(%)	X13(%)	R23(%)	X23(%)
1	0,352	15,839	2,157	42,109	1,896	53,929	0,352	15,801	2,157	41,326	1,896	54,467
11	0,287	12,581	1,812	37,601			0,287	12,597	1,812	36,655		
26	0,267	8,981	1,416	31,730			0,267	9,006	1,416	30,755		

III. ESQUEMA EQUIVALENTE DO TRANSFORMADOR

Uo(kV)	Io(A)	Po(kW)	G(%)	B(%)
11,00	7,26	80,60	0,053	-0,074
10,00	3,62	58,70	0,047	-0,017
9,00	3,14	45,20	0,044	-0,018

TOMADA	IMPEDÂNCIA	R1(%)	X1(%)	R2(%)	X2(%)	R3(%)	X3(%)
1	Directa	0,307	2,010	0,046	13,829	1,850	40,100
	Homopolar	0,307	1,330	0,046	14,471	1,850	39,996
11	Directa	0,101	-1,873	0,186	14,455	1,711	39,474
	Homopolar	0,101	-2,608	0,186	15,204	1,711	39,262
26	Directa	-0,107	-6,609	0,374	15,590	1,523	38,339
	Homopolar	-0,107	-7,343	0,374	16,349	1,523	38,118

C48/035

Curva de Magnetização

U_0/U_n 220
(p.u.)

